

# ÍNDICE MEMORIA DESCRIPTIVA

Página

RESUMEN	3
RESUM	4
ABSTRACT	5
1.1.-OBJETO DEL PROYECTO	6
1.2.-INSTALACIÓN OBJETO DEL PROYECTO	6
1.3.-NORMATIVA I DISPOSICIONES OFICIALES	6
1.4.-TITULAR	6
1.5.-SITUACIÓN-EMPLAZAMIENTO	7
1.6.- DESCRIPCIÓN GENERAL DEL EDIFICIO	7
1.7.-DESCRIPCIÓN DE LAS INSTALACIONES	8
1.7.1.-INSTALACIÓN DE ACS CON ENERGÍA SOLAR TÉRMICA	8
1.7.1.1.-ANTECEDENTES	8
1.7.1.2.-PRINCIPIOS BÁSICOS	11
1.7.1.3.-SUBCONJUNTO DE CAPTACIÓN	12
1.7.1.4.-SUBCONJUNTO DE ALMACENAMIENTO	18
1.7.1.5.-SUBCONJUNTO DE TERMO TRANSFERENCIA	19
1.7.1.6.-SUBCONJUNTO DE ENERGÍA DE APOYO	21
1.7.1.7.-SUBCONJUNTO DE REGULACIÓN Y CONTROL	22
1.7.1.8.-EQUIPAMIENTO	24
1.7.1.8.1.-SUBCONJUNTO DE CAPTACIÓN	24
1.7.1.8.2.-SUBCONJUNTO DE ALMACENAMIENTO	29
1.7.1.8.3.-SUBCONJUNTO DE TERMO TRANSFERENCIA	31
1.7.1.8.3.1.-INTERCAMBIADOR	31
1.7.1.8.3.2.-FLUIDO CALO PORTADOR	33
1.7.1.8.3.3.-BOMBAS DE CIRCULACIÓN	34
1.7.1.8.3.4.-VASOS DE EXPANSIÓN	36
1.7.1.8.4.-SUBCONJUNTO DE REGULACIÓN Y CONTROL	37
1.7.1.8.5.-SUBCONJUNTO DE ENERGÍA AUXILIAR	38
1.7.1.8.5.1.-TANQUES AUXILIARES	38
1.7.1.8.5.2.-CALDERA AUXILIAR	39
1.7.1.8.5.3.-AISLAMIENTO	40
1.7.1.8.5.4.-ESTRUCTURA SOPORTE	41
1.7.1.8.5.5.-OTROS ELEMENTOS	41
1.7.1.8.5.5.1.-PURGADOR Y DESAIREADOR	41
1.7.1.8.5.5.2.-TERMÓMETROS Y TERMOSTATOS	42
1.7.1.8.5.5.3.-VÁLVULAS DE PASO	42
1.7.1.8.5.5.4.-VÁLVULA DE SEGURIDAD	43
1.7.1.8.5.5.5.-VÁLVULA ANTIRRETORNO	44
1.7.1.8.5.5.6.-VÁLVULAS DE TRES VÍAS	44
1.7.1.8.5.5.7.-GRIFO DE VACIADO	44
1.7.2.-INSTALACIÓN CON ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA	45
1.7.2.1.-ANTECEDENTES	45
1.7.2.2.-COMPONENTES DE UNA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA	46
1.7.2.2.1.-CÉLULAS Y PANELES FOTOVOLTAICOS	46
1.7.2.2.2.-ACUMULADORES	55
1.7.2.2.2.1.-ACUMULADORES DE GEL	58
1.7.2.2.2.2.-ACUMULADORES DE NIQUEL-CADMIO	59
1.7.2.2.3.-REGULADORES DE CARGA	60
1.7.2.2.3.1.-REGULADORES SHUNT	61
1.7.2.2.3.2.-REGULADORES SERIE	62
1.7.2.2.4.-MÓDULOS FOTOVOLTAICOS AUTORREGULADOS	63
1.7.2.2.5.-OTROS EQUIPOS PARA USO EN LA INSTALACIÓN	64

1.7.2.2.5.1.-SISTEMAS DE MEDIDA Y CONTROL	64
1.7.2.2.5.2.-DESCONECTADORES	65
1.7.2.2.5.3.-INTERRUPTORES HORARIOS	65
1.7.2.2.5.4.-TEMPORIZADORES	66
1.7.2.2.5.5.-CONVERTIDORES CONTINUA-CONTINUA	67
1.7.2.2.5.6.-CONVERTIDORES DE ACOPLAMIENTO	68
1.7.2.2.5.7.-CONVERTIDORES CONTINUA-ALTERNA	70
1.7.2.2.6.-ESTRUCTURAS SOPORTE PARA PANELES FOTOVOLTAICOS	72
1.7.2.2.7.-EFECTOS DE LOS AGENTES ADMOSFÉRICOS	78
1.7.3.-INSTALACIÓN ELÉCTRICA	80
1.7.3.1.-INSTALACIÓN DE ALTA TENSIÓN	80
1.7.3.1.1.-SUMINISTRO ELÉCTRICO	80
1.7.3.1.1.1.-SUMINISTRO NORMAL	80
1.7.3.1.1.2.-SUMINISTRO DE RESERVA	80
1.7.3.1.2.-POTENCIA INSTALADA. POTENCIA CONTRATADA	81
1.7.3.1.2.1.-SUMINISTRO NORMAL	81
1.7.3.1.2.2.-SUMINISTRO DE RESERVA	81
1.7.3.1.3.-DESCRIPCIÓN DEL CENTRO DE TRANSFORMACIÓN	81
1.7.3.1.3.1.-CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL C.T.	82
1.7.3.1.3.1.1.-CARACTERÍSTICAS CELDAS SM6 36KV	82
1.7.3.1.3.1.2.-DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN	83
1.7.3.1.3.2.-CARÁCTERÍSTICAS DE LA APARAMENTE DE A.T.	85
1.7.3.1.3.2.1.-CARACTERÍSTICAS GENERALES CELDAS SM6 36KV	85
1.7.3.1.3.2.2.-CELDA DE REMONTE	86
1.7.3.1.3.2.3.-CELDA DE PROTECCIÓN DE INTERRUPTOR AUTOMÁTICO	86
1.7.3.1.3.2.4.-CELDA DE MEDIDA DE TENSIÓN E INTENSIDAD	87
1.7.3.1.3.2.5.-CELDA DE PROTECCIÓN CON INT-FUSIBLES COMBINADOS	87
1.7.3.1.3.2.6.-TRANSFORMADORES	88
1.7.3.1.3.2.6.1.-CONEXIÓN EN EL LADO DE A.T.	88
1.7.3.1.3.2.6.2.-CONEXIÓN EN EL LADO DE B.T.	89
1.7.3.1.3.2.7.-CARACTERÍSTICAS MATERIAL VARIO DE A.T.	89
1.7.3.1.3.2.7.1.-EMBARRADO GENERAL CELDAS SM6 36KV	89
1.7.3.1.3.2.7.2.-PIEZAS DE CONEXIÓN CELDAS SM6 36KV	89
1.7.3.1.3.2.8.-INTALACIÓN DE TIERRA	89
1.7.3.1.3.2.9.-INTALACIONES SECUNDARIAS	90
1.7.3.1.3.2.9.1.-ALUMBRADO	90
1.7.3.1.3.2.9.2.-PROTECCIÓN CONTRA INCENDIOS	91
1.7.3.1.3.2.9.3.-VENTILACIÓN	91
1.7.3.2.-INSTALACIÓN DE B.T.	91
1.7.3.2.1.-CUADRO GENERAL DE MANDO Y PROTECCIÓN	91
1.7.3.2.2.-CUANDRO DE MANDO Y PROTECCIÓN HABITACIONES	91
1.7.3.2.3.-PRESCRIPCIONES GENERALES EN EL EDIFICIO	92
1.7.3.2.4.-INSTALACIÓN DE TIERRA	97
1.7.3.2.5.-REGIMEN DE NEUTRO	98
1.7.3.2.6.-MEDIDA DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA	99
1.7.3.2.7.-INSTALACIONES DE EMERGENCIA	99
1.7.3.2.7.1.-ALUMBRADO DE EMERGENCIA	99
1.7.3.2.7.2.-INSTALACIÓN DE DETECCIÓN Y EXTINCIÓN DE INCENDIOS	100
1.7.3.2.8.-MEJORA DEL FACTOR DE POTENCIA	102

## **RESUMEN**

El objeto del presente proyecto es definir las características generales para el diseño y dimensionado de la instalación eléctrica de una hotel de cuatro estrellas.

El proyecto incluye además las siguientes instalaciones:

- Instalación solar fototérmica.
- Instalación solar fotovoltaica.

La instalación solar fototérmica se ha diseñado según lo indicado en el Código Técnico de Edificación y además teniendo en cuenta los siguientes parámetros:

- Radiación solar media mes por mes.
- Necesidades energéticas en función de la ocupación y temperaturas del agua fría.
- Superficie disponible para la instalación de los paneles.

El proyecto incluye además del cálculo de los paneles todos los elementos complementarios para la conexión a la instalación de ACS.

La instalación solar fotovoltaica ha sido diseñada con la finalidad de abastecer al hotel de una energía eléctrica suplementaria aprovechando la irradiación solar incidente en las distintas épocas del año. El destino de esta energía será un retorno a la red convencional de suministro con el fin de obtener un ahorro en el consumo eléctrico y cumplir además las premisas exigidas en el Código Técnico de Edificación.

La instalación eléctrica recoge todos los cálculos de diseño y dimensionado desde el centro de transformación proyectado hasta los puntos de consumo, tales como, iluminación, servicios auxiliares, salas de máquinas, ascensores, etc.

En este proyecto se recogen además los planos de la edificación con los puntos eléctricos determinados, los circuitos unifilares y los esquemas de conexionado de las instalaciones solares descritas anteriormente.

Se incluye un presupuesto de las instalaciones, un estudio de impacto ambiental y los pliegos de condiciones necesarios para cada tipo de instalación.

## **RESUM**

L'objecte del present projecte és definir les característiques generals per el disseny i dimensionat de l' instal·lació elèctrica d'un hotel de quatre estrelles.

El projecte inclou a més les següents instal·lacions:

- Instal·lació solar fototèrmica.
- Instal·lació solar fotovoltaica.

L' instal·lació solar fototèrmica s'ha dissenyat segons lo indicat al Codi Tècnic d'Edificació i a més tenint en conte els següents paràmetres:

- Radiació solar mes a mes.
- Necessitats energètiques en funció de l'ocupació i temperatura d'aigua freda.
- Superfície disponible pel l' instal·lació dels panells.

El projecte inclou a més del càlcul dels panells tots els elements complementaris per la connexió a l' instal·lació de ACS.

L' instal·lació solar fotovoltaica ha estat dissenyada amb la finalitat de subministrar al hotel d'una energia elèctrica suplementària aprofitant l' irradiació solar incident en les èpoques de l'any. El destí d'aquesta energia serà un retorn a la xarxa convencional de subministra amb la finalitat d'obtenir un estalvi en el consum elèctric i complir a més les premisses exigides al Codi Tècnic d'Edificació.

L' instal·lació elèctrica recull tots els càlculs de disseny i dimensionat des del centre de transformació projectat fins el punts de consum, així com, il·luminació, serveis auxiliars, sales de màquines, ascensors, etc.

En aquest projecte es recull a més els plànols d'edificació amb els punts elèctrics determinats, els circuits unifilars i els esquemes de connexionat de les instal·lacions solars descrites anteriorment.

S'inclou un pressupost de les instal·lacions, un estudi d'impacte ambiental i el pleg de condicions necessari per cada tipus d'instal·lació.

## **ABSTRACT**

The purpose of this project is to define the general characteristics for the design and dimensioning of the electrical installation of a four stars hotel.

The project also includes the following installation:

- Photothermal Solar installation.
- Photovoltaic Solar installation.

The photothermic solar facility has been designed as indicated in the Building Technical Code and has taken into account the following parameters:

- Average solar radiation measured by months.
- Energy requirements related to occupation levels and cold water temperatures.
- Available surface for the installation of the pannels.

The project also includes not only the calculation of the panels besides any other complementary element necessary to connect to the installation with the hot water circuit.

The photovoltaic installation has been designed with the purpose of supplying the hotel with an extra of electric power, by taking profit of the solar radiation inciding the building all throughout the year. This energy will be used in the conventional network in order to reduce the consumption of electric power and also satisfy the requirements of the Building Technical Code.

The conventional electrical installation incorporates all the design calculations and scale, from the processing plant designed to point of consumption, such as lighting, auxiliary services, machinery rooms, elevators, etc.

This project also reflects the plans of the building with electric certain points, unifilars circuits and wiring diagrams of the solar installations described above.

It also includes a budget of the installations, an environmental impact study and the specifications required for each type of plant.

## **1.-MEMORIA DESCRIPTIVA**

### **1.1.-OBJETO DEL PROYECTO**

El presente proyecto tiene por finalidad definir las características generales tanto de diseño como de dimensionado de las instalaciones eléctricas en el edificio destinado a hotel de 4 estrellas así como el correspondiente centro de transformación.

### **1.2.-INSTALACIÓN OBJETO DEL PROYECTO**

Las instalaciones objeto del proyecto son las siguientes:

- Instalación de baja tensión del hotel y el aparcamiento.
- Centro de medida y transformación.
- Instalación de ACS con colectores solares.
- Instalación fotovoltaica con colectores solares.

### **1.3.-NORMATIVA Y DISPOSICIONES OFICIALES**

Para la elaboración del proyecto se ha tenido en cuenta la siguiente normativa:

- Real decreto 842/2002 del 2 agosto por el cual se aprueba el Reglamento electrotécnico de baja tensión y sus instrucciones complementarias.
- Ley 31/1995 de 8 noviembre sobre prevención de riesgos laborales.
- Real Decreto 1751/1998, de 31 de julio, por el que se aprueba el Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios (RITE) y sus Instrucciones Técnicas Complementarias (ITE)
- Real Decreto 3275/1982 de 12 de noviembre, sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Medida, así como las Ordenes de 6 de julio de 1984, de 18 de octubre de 1984 y de 27 de noviembre de 1987, para las cuales se aprueban y actualizan las Instrucciones Técnicas Complementarias sobre el reglamento.
- Decreto del 12 de marzo de 1954 por el cual se aprueba el Reglamento de
- Verificaciones Eléctricas y Regularidad en el suministro de energía.

### **1.4.-TITULAR**

Promociones Hoteleras ATLANTIS S.A.

Ramón Fortuny Noguera

N.I.F. 45951760-M

Dirección fiscal: Avenida Antonio Maura nº15, 6ª planta.

Palma de Mallorca (Balears)

### **1.5.-SITUACIÓN EMPLAZAMIENTO**

El edificio, objeto del presente proyecto, se encuentra situado en un solar situado en la calle Mayor nº160 del municipio de Esporlas provincia de Baleares.

### **1.6.-DESCRIPCIÓN GENERAL DEL EDIFICIO**

El edificio objeto de proyecto consta de ocho plantas dedicadas al hotel y una planta subterránea dedicada al aparcamiento. El hotel tiene un total 186 habitaciones y el aparcamiento tiene una capacidad de 77 plazas.

El edificio tiene una superficie total edificada de 14007.65 m<sup>2</sup> de los cuales 2520 m<sup>2</sup> son destinados a aparcamiento.

PLANTA SÓTANO 2: destinada a garaje, almacén, estación transformadoras, grupo electrógeno, aljibe y grupos de presión. La superficie total edificada es de 2520 m<sup>2</sup>.

PLANTA SÓTANO 1: consta de 5 salones, patio, oficio, cuarto para instalaciones eléctricas, almacenes, aseos, y zona de servicio del hotel que incluye zona de carga y descarga, cámaras frigoríficas, economato, lencería, ropa y almacén. La superficie total edificada es de 2202,7 m<sup>2</sup>.

PLANTA BAJA: destinada a vestíbulo de acceso y recepción, 2 salones de uso público con sus correspondientes servicios sanitarios, zona de administración, cocina, comedor personal, vestuarios, oficio y almacenes. La superficie total edificada es de 2300 m<sup>2</sup>.

PLANTA 1: Consta de 35 habitaciones dobles con baño, cuarto de limpieza, cuarto de instalaciones y trastero. La superficie total edificada es de 1191 m<sup>2</sup>.

PLANTA 2 a 4: Consta de 37 habitaciones dobles con baño, cuarto de limpieza, cuarto de instalaciones y trastero. La superficie total edificada es de 1255 m<sup>2</sup> por planta, lo que hace un total de 3765 m<sup>2</sup>.

PLANTA 5: Consta de 21 habitaciones dobles con baño, cuarto de limpieza, cuarto de instalaciones, trastero y terraza. La superficie total edificada es de 718.95 m<sup>2</sup>.

PLANTA 6: Consta de 19 habitaciones dobles con baño, cuarto de limpieza, cuarto de instalaciones y trastero. La superficie total edificada es de 655 m<sup>2</sup>.

CUBIERTA: Casetón de Ascensor. La superficie total edificada es de 655 m<sup>2</sup>.

## **1.7.-DESCRIPCIÓN DE LAS INSTALACIONES**

### **1.7.1.-Instalación de ACS con energía solar térmica**

#### **1.7.1.1.-Antecedentes**

El continuo aumento del consumo energético en el mundo derivado de un extraordinario crecimiento de la población mundial, junto al crecimiento del consumo “per capita” de estos recursos obliga a una constante búsqueda de nuevos recursos energéticos que puedan satisfacer dicha demanda, tanto desde el punto de vista cuantitativo como cualitativos o de diversidad.

Aunque existen muchas alternativas energéticas, algunas de ellas no han sido aún suficientemente utilizadas, bien por limitaciones técnicas o económicas, y otras apenas se han desarrollado o lo han hecho sólo parcialmente. De hecho la mayor parte de la energía se obtiene a partir de los llamados combustibles fósiles, compuestos principalmente por el petróleo y sus derivados (gasolinas, gasoil, keroseno, fuel-oil, etc.), el gas natural y el carbón.

Si bien, al comienzo de su explotación, estos recursos se consideraban ilimitados y de impacto ambiental era despreciable, actualmente estas consideraciones han cambiado radicalmente, principalmente debido a que el aumento de la demanda energética se produce con tal intensidad, que cada vez resulta más difícil encontrar y explotar yacimientos de éstos combustibles.

Además el consumo masivo de hidrocarburos está produciendo alteraciones medioambientales a nivel mundial, como resultado de las emisiones que dan a día de hoy. Así, son los causantes de la denominada lluvia ácida, que deriva en grandes daños al suelo, y en consecuencia a la flora y fauna. Y en las grandes ciudades también se producen efectos indeseables, nocivos y molestos, debidos a la combinación de las emisiones de gases de combustión con algunos otros fenómenos naturales, tales como el smog o concentraciones excesivamente elevadas de componentes indeseables en la atmósfera.

No hay que olvidar que la disponibilidad de recursos energéticos es uno de los factores más importantes en el desarrollo tecnológico de las naciones, es por ello que es importante no sólo la prospección de nuevos yacimientos sino también el estudio de alternativas energéticas que favorezcan la diversidad y mejora de la explotación de los recursos naturales. Ello cobra un especial interés en aquellos países en que los recursos naturales son insuficientes y, por tanto, son energéticamente dependientes del exterior.

Los recursos energéticos son usados por el hombre para satisfacer algunas de sus necesidades básicas en forma de calor y trabajo.

El calor es necesario para aplicaciones como la climatización del espacio, la cocción de alimentos, o la producción o transformación de algunos compuestos químicos. El trabajo, se utiliza para una variedad de procesos en los que hay que vencer



fuerzas de oposición: para levantar una masa en un campo gravitacional, deformar un cuerpo o hacer fluir un líquido o gas.

Calor y trabajo, son por tanto dos necesidades básicas en el hacer diario del ser humano. Pero para una perfecta sintonización entre tecnología y naturaleza es necesaria como hemos dicho el desarrollar otras fuentes energéticas que sean menos agresivas contra el ambiente.

De entre las posibles alternativas nos vamos a centrar en este proyecto a la obtenida directamente del Sol.

El Sol desde nuestro punto de vista energético es una inmensa esfera de gases a alta temperatura, con un diámetro de  $1.39 \cdot 10^9$  m, situado a la distancia media de  $1.5 \cdot 10^{11}$  m respecto de la Tierra. El origen de la energía que el Sol produce e irradia está en las reacciones nucleares que se producen continuamente en su interior, de forma que los átomos de Hidrógeno se fusionan entre sí formando átomos de Helio, o reacciones entre átomos de Helio, y/o Helio-Hidrógeno. Estas reacciones hacen que una pequeña cantidad de materia o defecto de masa se convierta en energía de acuerdo con la ecuación  $E=mc^2$ , donde E es la cantidad de energía liberada cuando desaparece la masa m y c es la velocidad de la luz. La cantidad de energía que transmite el Sol en un segundo es del orden de  $4 \cdot 10^{26}$  J. Aunque la temperatura en el interior del Sol se estima que es del orden de  $10^7$  K, en su superficie externa la temperatura "efectiva de cuerpo negro" es de unos 5900 K. Esto significa que la emisión de radiación de un cuerpo negro ideal que se encontrara a 5900 K sería muy parecida a la del sol.

La mayor parte de esas ondas electromagnéticas (fotones) emitidas por el Sol tiene una longitud de onda comprendida entre 0.3  $\mu$ m y 3  $\mu$ m, aunque solamente las que van desde 0.4 a 0.7  $\mu$ m son susceptibles de ser captadas por el ojo humano, formando lo que se conoce como luz visible.

Al extenderse por el espacio en todas las direcciones, la energía radiante del Sol se reparte según una esfera ficticia, cuyo centro es el Sol y cuyo radio crece a la misma velocidad que la propia radiación. Por lo tanto, la intensidad en un punto de dicha superficie esférica, al repartirse la energía solar sobre un área cada vez mayor, será tanto más pequeña cuanto mayor sea el radio de la misma. El valor aproximado de esta intensidad a la distancia que se encuentra nuestro planeta del Sol se conoce como constante solar y vale 1367 W/m<sup>2</sup>. Lo cierto es que la constante solar sufre ligeras variaciones debido a que la distancia entre la Tierra y el Sol no es rigurosamente constante, ya que la órbita terrestre no es circular sino elíptica.

La capa atmosférica supone un obstáculo al libre paso de la radiación mediante diversos efectos, entre los que cabe destacar la reflexión en la parte superior de las nubes y la absorción parcial por las diferentes moléculas del aire. Esto hace que la intensidad que llega a la superficie, incluso en días claros y atmósfera muy limpia, rara vez supera los 1000 W/m<sup>2</sup>.

También es de destacar que aunque los rayos solares se trasladen en línea recta, los fotones al llegar a la atmósfera sufren difusiones y dispersiones, esta luz difundida finalmente llega también a la superficie, y al haber cambiado muchas veces de dirección al atravesar la atmósfera, lo hace como si proviniese de toda la bóveda celeste. A esta radiación se le conoce con el nombre de radiación difusa. Para nuestro caso particular deberemos considerar la suma de la radiación difusa y la radiación directa, formando así la radiación total. La radiación difusa supone aproximadamente un tercio de la radiación total que se recibe a lo largo del año. La irradiación, E, es la cantidad de energía radiante que llega a una superficie dada en un tiempo determinado. La intensidad radiante, I, es la energía incidente por unidad de tiempo y superficie. La relación existente entre ellos, por tanto, es:

$$I = E / S * t$$

La intensidad directa, I'D, sobre una superficie inclinada un ángulo  $\alpha$ , podremos hallarla a partir de la intensidad directa sobre una superficie horizontal, ID, de modo que:

$$I'D = ID * \cos\alpha$$

Asimismo la intensidad de la radiación difusa I'F sobre una superficie inclinada vale:

$$I'F = IF * (1 + \cos\alpha) / 2,$$

Donde IF es la radiación difusa sobre una superficie horizontal.

Nuestro objetivo es aprovechar al máximo los efectos físicos de la radiación, adecuando los dispositivos de captación de la misma a fin de obtener la energía en la forma que se precise para cada necesidad.

Dos de los aprovechamientos más extendidos se refieren a la conversión de la radiación solar en energía térmica o fotovoltaica.

Se denomina "térmica" la energía solar cuyo aprovechamiento se logra por medio del calentamiento de algún medio. Actualmente, la inmensa mayoría de las instalaciones que aprovecha del poder térmico de la región sólo lo hacen calentando agua para fines domésticos e industriales. Sin embargo pueden usarse en innumerables procesos, desde aplicaciones tan sencillas como los invernaderos agrícolas, a la producción de hidrógeno o la conversión termodinámica de la energía solar.

A su vez, se llama "fotovoltaica" a la energía solar aprovechada por medio de celdas fotoeléctricas, capaces de convertir la luz en un potencial eléctrico, sin pasar por un efecto térmico.

La razón por la que la producción de agua caliente sanitaria por medio de energía solar es la aplicación que mejor se adapta a las características de la misma se debe a que el rango de temperaturas que son necesarias alcanzar, entre 40 °C y 50 °C,

coincide con las de mayor eficacia de los colectores de energía solar. Además es una necesidad que debe ser satisfecha durante los doce meses del año, por lo que la inversión en el sistema se rentabilizará más rápidamente que en el caso de aplicaciones estacionales, como puede ser la calefacción en invierno, o el calentamiento piscinas en verano.

Dado que el aprovechamiento de la energía solar para este fin se convierta en una posibilidad bastante atractiva, es por lo que se ha realizado este proyecto de aprovechamiento de la energía solar para el calentamiento del agua sanitaria del hotel.

#### 1.7.1.2.-Principios básicos

Si bien se puede diseñar la instalación con una gran variedad de variantes lo cierto es que actualmente, prácticamente la totalidad de ellos consisten en la combinación de un colector de placa plana junto a un acumulador, bien formando un conjunto o bien independientemente.

Es importante tener presente que uno de nuestros objetivos es conseguir el máximo ahorro de energía convencional y, por lo tanto, de dinero. Y esto no es a veces compatible con determinados diseños de sistemas en los que se hace trabajar indebidamente al sistema, causando así un pobre rendimiento a la inversión realizada.

Evidentemente lo primero que debemos hacer es proveer al sistema del número suficiente de colectores para poder captar la energía necesaria, asimismo debemos elegir a la inclinación idónea para aprovechar la máxima cantidad de energía solar disponible en cada mes. A la vez que será preciso regular la captación de dicha energía para que realmente se convierta en energía útil. Será pues necesario medir y comparar permanentemente los niveles de temperatura en los colectores y en el almacenamiento, así como disponer de los mecanismos automáticos necesarios para que en el circuito primario se establezca o la circulación del fluido, en función de si se produce o no un incremento de la energía útil acumulada. Es por ello que se hace imprescindible hablar del concepto de regulación diferencial. También deberemos prestar atención a consumir prioritariamente la energía solar, así, el sistema de almacenamiento deberá trabajar de modo que favorezca el uso prioritario de la energía solar frente a la auxiliar y nunca al revés.

En todo caso hay que asegurar la correcta conjunción entre energía solar y convencional, es decir precalentar toda el agua que posteriormente sea consumida, y alcanzar la temperatura de uso con la mínima cantidad de energía auxiliar. Así como la conveniencia de evitar mezclar la energía solar con la auxiliar.

### 1.7.1.3.-Subconjunto de captación

El subconjunto de captación es el encargado de captar la energía solar incidente y transformarla en energía térmica, y está formado por los colectores, sus elementos de sujeción y demás accesorios.

Antes de explicar el diseño y colocación del campo de colectores vamos a analizar cómo se produce el aprovechamiento de la radiación solar en el seno del colector, más específicamente en el colector de placa plana.

Un cuerpo expuesto al sol recibe un flujo energético  $E$ , bajo cuyo efecto se calienta, a su vez se producen pérdidas térmicas, por radiación, convección y conducción del mismo a su alrededor, las cuales hacen que en esta situación se llegue a un momento en que las pérdidas térmicas igualan a la energía producida por el flujo energético incidente, alcanzándose entonces la llamada temperatura de equilibrio *toe*. O lo que es igual:

$$E = E_p$$

Si ahora de este sistema extraemos de una forma una parte de calor producido para aprovecharlo como energía utilizable,  $E_u$ , llegaremos a un equilibrio donde:

$$E = E_p + E_u$$

De modo que  $E_p$  es ahora menor de lo que era anteriormente, ya que no toda la energía incidente se pierde, sino que una parte es aprovechada, se dice entonces que el cuerpo se ha convertido en un colector de energía solar térmica.

Si ahora deseamos que aumente  $E_u$  tenemos dos opciones, o bien aumentar la energía incidente o bien reducir las pérdidas térmicas. La primera opción implica mejorar el diseño y construcción del colector a fin de reducir las pérdidas. En el segundo caso consistirá en modificar el sistema de modo que la energía incidente se concentre sobre una superficie más pequeña para que al disminuir el área, la intensidad aumente. Esto es lo que hacen los colectores de concentración.

Otro factor importante es que cuanto mayor sea la diferencia de temperatura entre la temperatura de utilización y la temperatura ambiente, mayores serán también las pérdidas térmicas y por lo tanto menor la cantidad de energía útil que podremos aprovechar. Esto significa que el rendimiento disminuye a medida que la temperatura de utilización aumenta. Por ello es importante hacer trabajar a los colectores a la temperatura más baja posible, siempre que sea compatible con la temperatura mínima necesaria para su utilización.

Analicemos el proceso que se produce al incidir en el colector y la radiación electromagnética, debemos recordar antes que al incidir sobre un cuerpo ésta puede ser total o parcialmente absorbida, otra parte podrá ser reflejada y una última atravesar el cuerpo. La energía que contiene la radiación que es absorbida hace que el cuerpo se

caliente y emita a su vez radiación, con una longitud de onda que dependerá de la temperatura de éste.

La mayor parte de la radiación solar está comprendida entre 0,3 y 2,4  $\mu\text{m}$ , por lo que al ser el vidrio transparente, es decir deja pasar a través de él la radiación electromagnética, entre 0,3 y 3  $\mu\text{m}$ , la luz atravesará el vidrio sin mayor problema. Si bien una pequeña parte se reflejará en su superficie y otra será absorbida en su interior, dependiendo del espesor del mismo.

Después de atravesar el vidrio, la radiación llega a la superficie del absorbedor, el cual se calienta y emite a su vez radiación con una longitud de onda más o menos comprendida entre 4,5 y 7,2  $\mu\text{m}$ , para la cual el vidrio es opaco.

Es decir la radiación emitida por el absorbedor será reflejada en un pequeño porcentaje por la superficie interior del vidrio, y el resto será absorbida por él, con lo que éste aumentará de temperatura y comenzará a emitir radiación, la cual se repartirá aproximadamente a partes iguales hacia el exterior y el interior del colector, contribuyendo así a un momento de la temperatura en la superficie de la absorbido, este fenómeno se le conoce con el nombre de efecto invernadero.

No hay que desdeñar el hecho de que la cubierta transparente además de producir el citado efecto invernadero, disminuye la transferencia de calor por convección entre el absorbedor y el ambiente exterior, reduciendo esas pérdidas considerablemente.

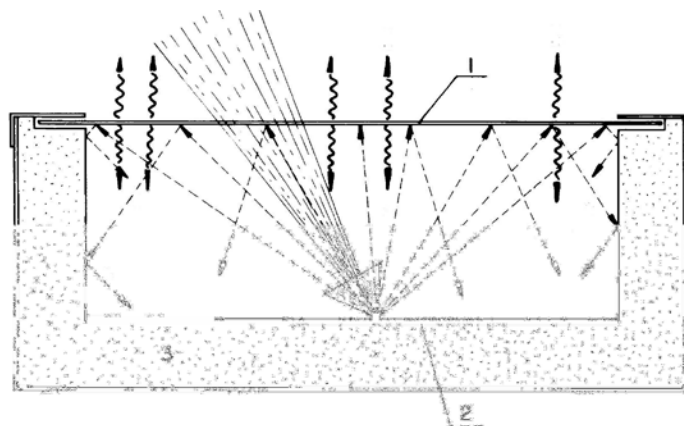


Fig. 1.- Ilustración del efecto invernadero en el seno del colector así como sus elementos:  
1.- cubierta transparente, 2.- absorbedor, 3.- aislamiento y carcasa.

Esto hace que si consideramos al colector expuesto al sol sin ninguna circulación de fluido en su interior, la temperatura del absorbedor se elevará progresivamente y también las pérdidas por conducción, convección y de radiación, porque crecen éstas con la temperatura. De tal modo que llega, como ya dijimos, a alcanzar entonces la temperatura de equilibrio estático. Si ahora permitimos circular el fluido calo portador por el interior del colector, entrando por un orificio y saliendo por otro, dicho fluido al tomar contacto con la parte interior del absorbedor, va aumentando

de temperatura, a expensas de la energía acumulada en el absorbedor. Si se mantiene una circulación del fluido bajo condiciones estacionarias, llegará a un momento en que se volverá a alcanzar una nueva temperatura de equilibrio, llamada temperatura de equilibrio dinámica, siendo ésta evidentemente más baja que la temperatura de equilibrio estática.

Esta temperatura que alcanza el fluido es siempre menor que la del absorbedor, debido a las características físicas del proceso de conducción del calor. Además la temperatura no es igual en todos los puntos del fluido, por lo que utilizaremos una temperatura media, la cual definiremos por la semisuma de las temperaturas del fluido calo portador a la entrada y a la salida:

$$t_{mo} = (t_{eo} + t_{so}) / 2$$

Notar que cuando el colector está funcionando deberá cumplirse que la temperatura de salida es mayor que la entrada, de lo contrario ocurriría que el absorbedor estaría perdiendo calor hacia exterior a expensas del fluido calo portador, hecho que podría ocurrir si se hiciese circular el fluido por la noche o en momentos de nubosidad.

La máxima temperatura que un colector instalado puede alcanzar es la temperatura de equilibrio estática, la cual conviene conocer, ya que cuando la instalación solar éste parada esta temperatura será alcanzada, y además porque la temperatura máxima teórica de utilización siempre será inferior a la temperatura de equilibrio estático.

Una vez visto el funcionamiento del colector vamos a analizar el balance energético que se produce en el mismo durante su funcionamiento.

Para realizar este estudio consideraremos un colector inmóvil, recibiendo la radiación solar uniforme repartida y de forma constante, y por cuyo interior circula el fluido calo portador con un caudal determinado, entrando por un orificio a una temperatura y saliendo por otro otra temperatura superior a la de entrada, como consecuencia de haber absorbido algo de calor a su paso por los conductos del absorbedor. Así pues, el balance energético del colector será:

$$Q_T = Q_U + Q_P$$

Donde:

$Q_T$  es la energía incidente total, es decir directa más difusa más albedo.

$Q_U$  es la energía útil, es decir la recogida por el fluido calo portador.

$Q_P$  es la energía perdida por disipación al exterior.

El valor de la energía incidente total,  $Q_T$ , será igual a la intensidad de radiación por la superficie de exposición, pero en caso de existir cubierta hay que contar con la

transmitancia de la misma,  $\tau$ , que dejará pasar solamente una parte de dicha energía, y por otro lado con el coeficiente de absorción,  $\alpha$ , de la placa absorbedora, es decir:

$$QT = I \cdot S \cdot \tau \cdot \alpha$$

Donde:

I es la radiación incidente total sobre el colector por unidad de superficie ( $W/m^2$ ).

S es la superficie del colector ( $m^2$ ).

$\tau$  es la transmitancia de la cubierta transparente.

$\alpha$  es la absorptancia de la placa absorbedora.

El cálculo de la energía perdida por disipación al exterior es más complejo debido a que se produce simultáneamente el de conducción, convección, y radiación. Para simplificar este hecho se recurre englobar estas influencias en el llamado coeficiente global de pérdidas,  $U$ , el cual se mide experimentalmente y su valor es dado por el fabricante. De todos modos es una buena aproximación valorar las pérdidas por unidad de superficie proporcionales a la diferencia entre la temperatura media de la placa absorbedora y la del ambiente

$$QP = S \cdot U \cdot (t_{co} - t_{ao})$$

Donde:

S es la superficie del colector ( $m^2$ ).

U es el coeficiente global de pérdidas ( $W/m^2 \cdot ^\circ C$ ).

$t_{co}$  es la temperatura media de la placa absorbedora ( $^\circ C$ ).

$t_{ao}$  es la temperatura ambiente ( $^\circ C$ ).

Por lo que nuestra ecuación inicial del balance energético queda de la siguiente forma:

$$QU = S \cdot [I \cdot (\tau \cdot \alpha) - U \cdot (t_{co} - t_{ao})]$$

Se da el hecho de que la temperatura media de la placa absorbedora no puede calcularse de una forma sencilla, tendríamos que medirla directamente mediante una serie de sensores colocados sobre ella. Por el contrario, sí se puede conocer con suficiente exactitud la temperatura media del fluido, una forma muy sencilla es hallar la media de las temperaturas de dicho fluido a la entrada y a la salida del colector, como hemos expuesto ya anteriormente.

Si la placa absorbedora y los tubos por los que circula el fluido calo portador tuviesen un coeficiente de conductividad térmica infinito, entonces las temperaturas de fluido y placa serían iguales, pero esto en realidad nunca ocurre puesto que no todo el

calor absorbido en la superficie absorbidora pasa al fluido para transformarse en energía térmica útil. Por lo que si queremos sustituir la temperatura de la placa absorbidora por la del fluido deberemos de introducir un factor de corrección, llamado factor de eficacia o coeficiente transporte de calor, FR, que siempre será menor que la unidad.

Este factor es prácticamente independiente de la intensidad de la radiación incidente, pero es función del caudal del fluido y de las características de placa (material, espesor, distancia entre tubos, etc.)

$$QU = FR \cdot S \cdot [I \cdot (\tau \cdot \alpha) - U \cdot (t_{mo} - t_{ao})]$$

O si aplicamos la ecuación de Bliss:  $UL = FR \cdot U$

$$QU = S \cdot [FR \cdot I \cdot (\tau \cdot \alpha) - UL \cdot (t_{mo} - t_{ao})]$$

De aquí podemos deducir el valor de rendimiento de nuestro colector sin más que calcular:

$$\eta = QU / S \cdot I$$

$$\eta = FR \cdot (\tau \cdot \alpha) \cdot N - UL \cdot [(t_{mo} - t_{ao}) / I]$$

Podemos considerar en la práctica  $(\tau \cdot \alpha) \cdot N$  y  $UL$  como constantes y por lo tanto expresar el rendimiento como una recta en función de  $(t_{mo} - t_{ao}) / I$ .

Normalmente la curva de rendimiento viene dada por el fabricante según la expresión:

$$\eta = b - m \cdot [(t_{mo} - t_{ao}) / I]$$

Donde  $b$  y  $m$  son dos parámetros que nos indican el valor del rendimiento cuando  $t_{mo}$  es igual a  $t_{ao}$ , y la pendiente de la curva de rendimiento.

Además de suministrarnos una gráfica de la curva del rendimiento en función de  $[(t_{mo} - t_{ao}) / I]$  como es el caso siguiente, en el que se comparan las curvas de distintos tipos de colectores.

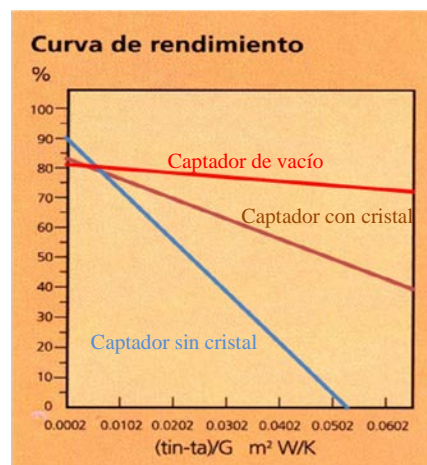


Fig. 2.- Curvas de rendimiento de distintos tipos de colectores



Una vez expuesto el funcionamiento de los colectores individualmente vamos a indicar el acoplamiento entre ellos y por consiguiente la formación del campo de colectores.

El acoplamiento en serie de los colectores tiene como consecuencia un aumento de la temperatura del agua, a costa de disminuir el rendimiento de la instalación, debido que al ir pasando el fluido de un colector a otro la temperatura de entrada en cada uno va aumentando y por lo tanto disminuyendo la eficacia global de sistema como se puede apreciar en la fórmula de rendimiento.

Esto es por lo que no son muchas las veces que se tiende a esta solución, sólo en algunas aplicaciones en las que es necesario una temperatura superior a la de los 50°C. En todo caso no es recomendable colocar en ese día más de tres colectores o tres filas de colectores.

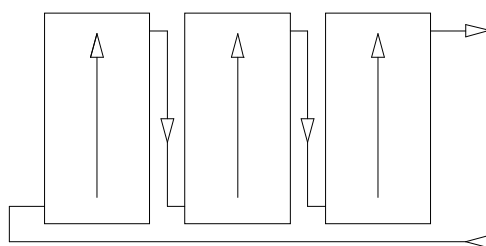


Fig. 3.- Conexión en serie.

Lo más habitual es disponer los colectores acoplados en paralelo, o en caso de disponerse en varias filas colocarse éstas también en paralelo, de cualquier forma éstas deberán tener el mismo número de unidades y estar colocadas paralelas, horizontales y bien alineados entre sí.

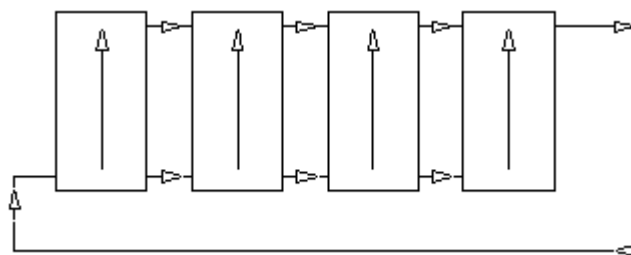


Fig. 4.- Conexión en paralelo

El número de captadores que se pueden conectar en paralelo tendrá en cuenta las limitaciones del fabricante, debiéndose instalar válvulas de cierre en la entrada y salida de las distintas baterías de captadores y entre las bombas, de manera que puedan utilizarse para aislamiento de estos componentes en labores de mantenimiento, sustitución, etc.

La colocación del campo de colectores debe asegurar que el recorrido hidráulico sea el mismo para todos los colectores, de no ser así, los saltos térmicos de los colectores serían diferentes de unos a otros, reduciendo sea el rendimiento global del instalación. A fin de garantizar el equilibrio hidráulico es necesario disponer las conexiones de los colectores entre sí de forma que se realice el llamado retorno invertido.

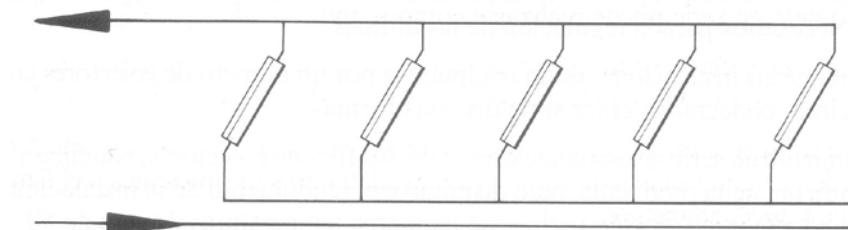


Fig. 5.- Esquema de conexionado conocido como retorno invertido.

El caudal de los colectores no debe bajar de los 0,8 l por metro cuadrado y por minuto, así se asegura un coeficiente de transmisión de calor adecuado entre el absorbedor y el fluido, un valor óptimo situaría al caudal alrededor de 1 l por metro cuadrado y minuto.

La longitud del circuito debe ser la más reducida posible para paliar las posibles pérdidas hidráulicas y de calor en el mismo, además de intentar disminuir las pérdidas de calor e hidráulicas en todos los accesorios añadidos al circuito. Y no hay que olvidar que el diseño debe permitir montar y desmontar los colectores.

#### 1.7.1.4.-Subconjunto de almacenamiento

Es evidente la absoluta necesidad de disponer de un sistema almacenamiento que haga frente a la demanda en momentos de insuficiente radiación solar. La forma más sencilla y habitual de almacenar energía es mediante acumuladores de agua caliente, los cuales suelen ser de acero, acero inoxidable, aluminio o fibra de vidrio reforzado.

La forma del mismo suele ser cilíndrica, siendo la altura mayor que el diámetro, haciendo de esta manera que se favorezca el fenómeno de la estratificación. Esto es, al disminuir la densidad del agua con el aumento de la temperatura, cuanto mayor sea la altura del acumulador mayor será la diferencia entre la temperatura en la parte superior e inferior del mismo, es decir mayor será la estratificación. Por la parte superior extraemos el agua para su consumo, mientras que el calentamiento solar se aplica en la parte inferior, así hacemos funcionar a los colectores a la mínima temperatura posible y como ya dijimos se aumenta por tanto su rendimiento.

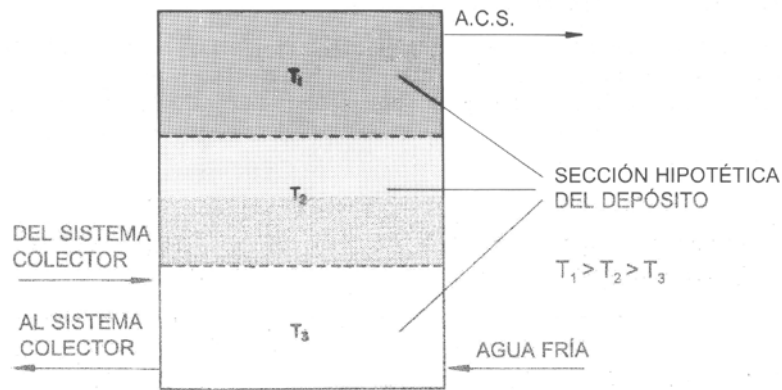


Fig. 6.- Estratificación del agua en el acumulador.

A la salida del acumulador podemos instalar una válvula termostática mezcladora, con el fin de limitar la temperatura con la que se extrae el agua caliente hacia los distintos puntos de consumo, además su colocación no influye significativamente en el rendimiento de la instalación.

#### 1.7.1.5.-Subconjunto de termo transferencia

El subconjunto de termo transferencia está formado por aquellos elementos de la instalación encargados de transferir la energía captada en los colectores solares hasta el depósito de acumulación de agua caliente sanitaria. Entre los elementos que pertenecen a este grupo está el intercambiador, tuberías, válvulas y demás piezas que forman parte integrante del sistema de transporte del calor.

Según el sistema de termo transferencia las instalaciones se clasifican en dos grupos, los de transferencia térmica directa e indirecta. Nuestro caso y, el más general, se trata de un sistema indirecto, esto es que existe un intercambiador térmico tal que el fluido del primario no está en contacto con el agua caliente sanitaria.

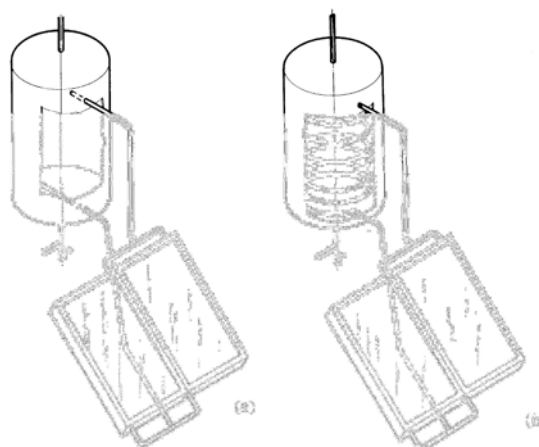


Fig. 7.- Sistemas (a) directo y (b) indirecto.

A su vez la circulación se puede realizar por dos métodos: circulación natural también llamada termosifón o por circulación forzada mediante el uso de un electrocirculador en el circuito primario. Por las características de nuestra instalación optaremos por una circulación forzada, dejando la circulación natural para aquellas instalaciones más sencillas como es el caso de las viviendas unifamiliares.

La decisión de optar por un sistema de transferencia indirecta se basa en los problemas que presentan los sistemas directos, como son la necesidad de usar materiales que no contaminen el agua en el circuito de colectores, con el consiguiente riesgo de congelación al no poder añadir anticongelantes al fluido. Un mayor riesgo de vaporizaciones, incrustaciones y corrosiones en el circuito, además del hecho de que todo el circuito, incluidos los colectores, trabajaría a la presión de la red, hecho que no suele ser posible por una gran parte de los colectores. En cualquier caso existen restricciones de tipo legal para que el agua de consumo no pase a través de los colectores.

En cuanto a la elección de circulación forzada frente a la natural optaremos por la primera puesto que su uso apenas presenta inconvenientes en nuestro caso, como pueden ser la necesidad de disponer de energía eléctrica o la de regulación y control del circulador. Por el contrario ofrece una gran cantidad de ventajas, tales como la no necesidad de colocar el acumulador por encima de los colectores para que se produzca la circulación del fluido, el tener una mayor flexibilidad en el diseño hidráulico del circuito, así como en los diámetros de las tuberías del mismo ya que las pérdidas hidráulicas se subsanan con una mayor potencia en el dimensionado del electrocirculador. También podemos limitar la temperatura máxima del agua en el depósito, que en verano puede alcanzar hasta los 60°C, con el consiguiente riesgo para las personas, o para el sistema por formación de incrustaciones calcáreas y corrosiones en el depósito. Y no se presentan problemas para evitar la congelación del fluido en el colector, lo que si ocurre en los sistemas por termosifón puesto que los aditivos para evitar la congelación aumentan la viscosidad del fluido y por tanto hace dificultar la circulación del mismo.

La tendencia actual es hacia el uso de electrocirculadores, ya que su precio no es elevado al ser las potencias necesarias muy pequeñas, además de presentar apenas problemas o averías.

Al decantarnos por un sistema indirecto se hace necesario el uso de un elemento que separe el circuito primario del secundario, haciendo que estos sean independientes, esto ocurre por ejemplo en instalaciones de agua caliente sanitaria en las que no deseamos que el agua sanitaria pase por los colectores para evitar sobrepresiones en los colectores, riesgos de heladas, corrosiones, incrustaciones, etc, dicho elemento es el intercambiador.

Por contra también su colocación supone una pérdida de rendimiento del sistema ya que es necesaria una diferencia de temperatura entre los líquidos primario y secundario de 3 °C a 10 °C, que hace que los colectores deban funcionar a una

temperatura superior a la del fluido secundario. Además supone una elevación del coste de la instalación, ya que junto a su propio coste hay que añadir el de una serie de elementos que lo acompaña necesariamente.

Por último indicar otro elemento de vital importancia en el subconjunto de termo transferencia como es el depósito de expansión, cuya función es absorber las dilataciones del agua.

#### 1.7.1.6.-Subconjunto de energía de apoyo

Es evidente que no en todas ocasiones el agua del acumulador va a tener la temperatura necesaria para nuestra aplicación, es pues necesario dotar a la instalación de un sistema de apoyo que aporte la energía necesaria para cumplir nuestros objetivos.

Las diferentes posibilidades son: aplicar directamente en el acumulador de A.C.S la energía de apoyo, situar la energía de apoyo en un segundo acumulador alimentado por el primero, o situar un sistema de apoyo instantáneo después del acumulador del A.C.S.

Nosotros optaremos por el sistema de apoyo en un segundo acumulador. Este diseño aprovecha al máximo la energía solar aplicándola sobre el agua de red, mientras que la energía convencional lo hace sólo sobre el agua precalentada por el sistema solar.

Así pues el sistema deberá asegurar el calentamiento hasta la temperatura de diseño de la totalidad del agua utilizada para el consumo previsto, y deberá tener un control de temperatura de salida de modo que esta no se eleve por encima de la temperatura de utilización prevista, que en nuestro caso no será superior a los 45°C para el ACS.

La ventaja añadida de realizar el calentamiento auxiliar con una caldera de gas es que permiten controlar fácilmente la temperatura de salida del agua caliente, sólo consumen el combustible necesario, su coste de adquisición e instalación es bajo, no interfiere con el sistema solar y que el coste del gas es inferior a la tarifa eléctrica normal.

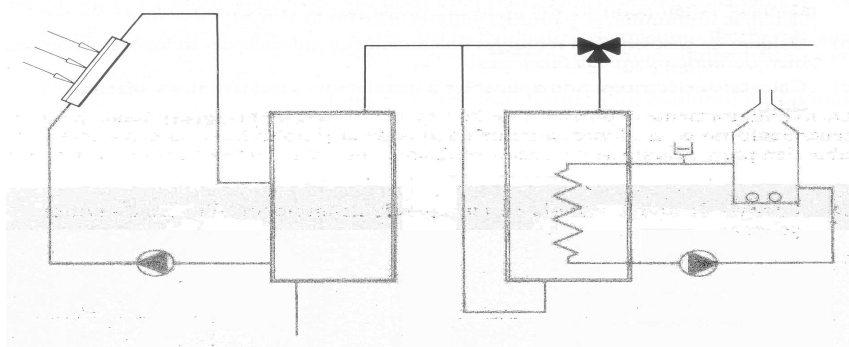


Fig. 8.- Energía de apoyo situada en un segundo acumulador alimentado por el primero.

#### 1.7.1.7.-Subconjunto de regulación y control

La importancia de este subconjunto es clara, puesto que si careciese de él nuestra instalación podría no aportar energía útil en los momentos en que podría hacerlo e incluso actuar de forma contraria, disipando energía acumulada al exterior.

Así pues debemos de realizar una regulación eficaz del sistema en todo momento, el método más habitual consiste en un regulador diferencial el cual compara la temperatura del colector con la existente en la parte inferior del acumulador, de modo que cuando la temperatura en los colectores sea mayor que la del acumulador en una determinada cantidad prefijada en el regulador, este pondrá en marcha el electrocirculador.

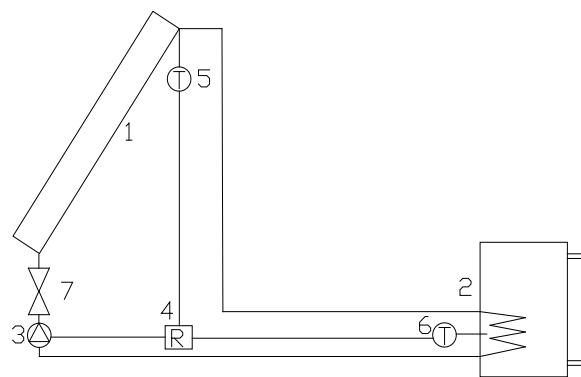


Fig. 9.- Regulación por termostato diferencial actuando sobre bomba.

1 colector, 2 interacumulador, 3 bomba, 4 regulador diferencial, 5 y 6 sonda de temperatura,  
7 válvula de estrangulación

Hay que tener en cuenta que la diferencia de temperaturas debe de ser lo suficientemente amplia para garantizar un beneficio en el funcionamiento, esto se debe a que se producen diferentes fenómenos que pueden inducir sino a un mal funcionamiento de la instalación.

Los más comunes son: la pérdida de temperatura en el circuito de retorno que puede ser del entorno de  $1^{\circ}\text{C}$ , las tolerancias de la sonda y del regulador alrededor de 1 o  $2^{\circ}\text{C}$ , una diferencia mínima en el intercambiador para su correcto funcionamiento en torno a los  $4^{\circ}\text{C}$ , y que se genere una mayor energía de la consumida por el propio electrocirculador valorada en un mínimo de  $3^{\circ}\text{C}$ . Todo esto hace que sea aconsejable utilizar un diferencial mínimo de  $6^{\circ}\text{C}$ .

Es por lo que el sistema de control debe de asegurar que en ningún caso las bombas puedan estar en marcha con diferencias de temperaturas entre la salida de colectores y el acumulador inferiores a  $2^{\circ}\text{C}$  y que en ningún caso estén paradas con diferencias superiores a  $7^{\circ}\text{C}$ .

En otras ocasiones puede ser aconsejable hacer una regulación diferente, más a la medida de cada instalación, esto hace que para un sistema como el nuestro de una

cierta magnitud y con distancias entre colectores y acumulador significativas surge la idea de realizar una regulación por temperatura diferencial y válvula de conmutación.

En esta regulación, el regulador pone en marcha la bomba de circulación cuando se alcance la temperatura mínima utilizable, a su vez se coloca una válvula de conmutación, la cual inicialmente hace un bypass al circuito primario, dejando cerrado el camino a través de los ínter acumuladores. De modo que cuando la temperatura supere la definida en el regulador, la válvula abrirá el paso del fluido a través del intercambiador.

Gráficamente se puede representar por:

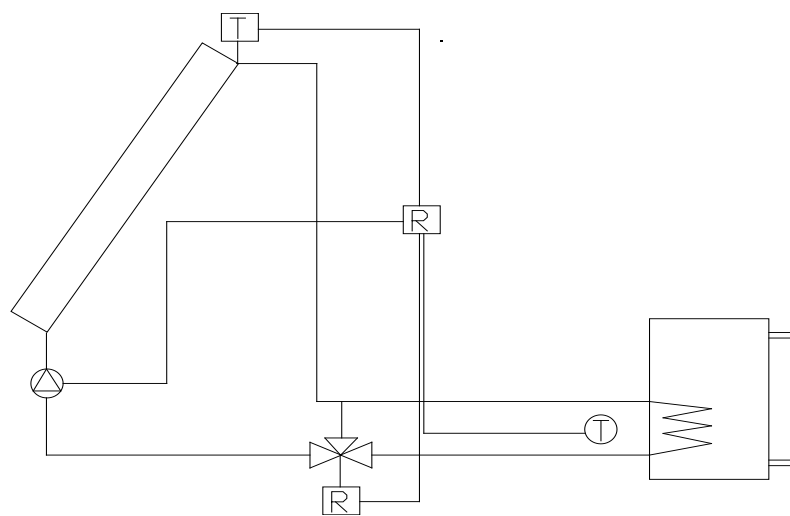


Fig. 10.- Regulación por temperatura diferencial y válvula de conmutación.

Además el sistema de control asegurará que en ningún punto la temperatura del fluido de trabajo descienda por debajo de una temperatura tres grados superior a la de congelación del fluido.

Las sondas de temperatura para el control diferencial se colocarán en la parte superior de los captadores de forma que representen la máxima temperatura del circuito de captación, y la sonda de temperatura de la acumulación se colocará preferentemente en la parte inferior en una zona no influenciada por la circulación del circuito secundario o por el calentamiento del intercambiador si éste fuera incorporado.

### 1.7.1.8.- Equipamiento

#### *1.7.1.8.1.- Subconjunto de captación*

El colector de placa plana está constituido por cuatro elementos principales, que son: la cubierta, el absorbedor, el aislamiento y la carcasa.

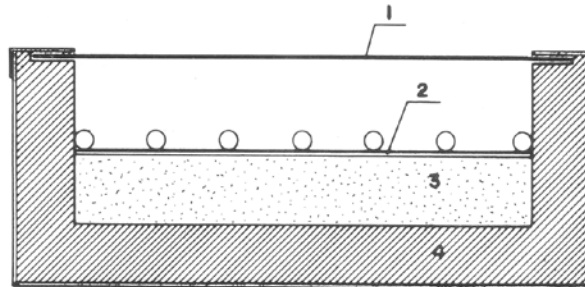


Fig. 11.- Corte transversal de un colector de placa plana y sus elementos:  
1.- cubierta, 2.- absorbedor, 3.- aislamiento, 4.- carcasa

La cubierta transparente además de provocar el efecto invernadero y reducir las pérdidas por convección, también asegura la estanqueidad del colector al agua y al aire, en unión con la carcasa y las juntas.

Como ya indicamos anteriormente debe de poseer un coeficiente de transmisión de la radiación solar alto en la banda de 0,3 a 3  $\mu\text{m}$ , y bajo para radiaciones superiores a 3  $\mu\text{m}$ . También debe de tener un coeficiente de conductividad térmica bajo, que dificulte el paso de calor desde la superficie interior hacia la exterior. Esto hace a su vez que debamos de tener un coeficiente de dilatación pequeño, ya que la cara interior de la cubierta se mantendrá siempre más caliente que la exterior y, por tanto, se dilatará más aumentando el riesgo por rotura o deformación de la cubierta.

Los principales materiales de utilización en las cubiertas son el vidrio y el plástico transparente.

En caso de escoger una cubierta de vidrio, se deben elegir los que tienen un tratamiento de recocido o templado, ya que sus propiedades ópticas no disminuyen y en cambio, sus propiedades mecánicas aumentan considerablemente.

Esto es importante ya que la cubierta debe de resistir la presión del viento, el peso del hielo y nieve, los choques de granizo, etc, además debe tener un bajo riesgo de rotura espontánea debido al efecto de las contracciones internas resultantes de las distintas temperaturas la cubierta.

Hemos elegido un colector con cubierta transparente de vidrio de seguridad anti reflectante, el cual además de las ventajas propias del vidrio frente a los de plástico (mejor conductividad térmica, un bajo coeficiente de dilatación, una dureza mayor, y una estabilidad química bajo la acción de los agentes exteriores), tiene una mayor



resistencia a la rotura, a la flexión, y a las contracciones de origen térmico, además, en caso de rotura accidental se fragmenta en trozos de pequeñas dimensiones.

Si bien cabe la posibilidad de utilizar una cubierta de doble vidrio, el cual aumenta el efecto invernadero y reduce las pérdidas por convección. En la práctica no suele realizarse debido a que aumenta considerablemente el coste del colector y, por lo tanto, su periodo de amortización. Otro inconveniente son los problemas derivados de la elevada temperatura que debería soportar la cubierta inferior, así como las dilataciones diferenciales entre las dos cubiertas por soportar estas temperaturas distintas.

El absorbedor es el responsable de recibir la radiación solar, transformarla en calor y transmitirla al fluido calo portador. Puede costar de dos placas metálicas separadas algunos milímetros, entre las cuales circula el fluido calo portador, o bien una placa metálica, sobre la cual están soldados o embutidos los tubos por los que circula el fluido calo portador. También los hay de plástico, aunque éstos están destinados casi exclusivamente a la climatización de piscinas.



Fig. 12.-Absorbedor de tubos

La parte del absorbedor expuesta al sol suele estar recubierta de un revestimiento para absorber bien los rayos solares. Este recubrimiento suele estar realizado por pinturas o superficies selectivas. La eficacia del revestimiento viene dado por sus valores de emisividad y absortancia.

Las superficies selectivas tienen un coeficiente de absorción del orden del de las pinturas (0,8 o 0,9), pero su coeficiente de emisión es considerablemente menor, del orden de 0,1 frente a los 0,8 o 0,9 de las pinturas. Además tienen en general un mejor comportamiento y mayor durabilidad, el único inconveniente suele ser su elevado coste.

Otras características importantes del absorbedor son:

- La pérdida de carga, en sistemas por termosifón.
- La corrosión interna. Para evitarla no hay que juntar en el circuito los materiales cobre y hierro. Además hay que observar que aunque el fluido calo portador inicialmente no sea corrosivo puede degradarse debido a la temperatura de modo que al aumentar ésta si lo convierte en corrosivo

- La inercia térmica. En zonas en que se produce una frecuente alternancia climática una fuerte inercia térmica del absorbedor no permitiría que el fluido alcance la temperatura que se logra en los períodos de radiación continuada.
- La homogeneidad de la circulación del fluido calo portador. Si no hay una correcta circulación del fluido, el calor aportado a estas zonas estará mal distribuido, la temperatura se elevará anormalmente y las pérdidas térmicas serán mayores.
- La transmisión del calor de la placa absorbente al fluido calo portador. Ésta depende en gran medida de la conductividad y del espesor del metal del que está fabricado la placa absorbente, de la separación entre los tubos, de sus diámetros, de las propiedades térmicas y régimen del fluido, y de las soldaduras entre placa y tubos.
- Las pérdidas de carga a la entrada y salida del absorbedor.
- Los puentes térmicos entre el absorbedor y los elementos no aislados del colector. La resistencia a la presión, bien por conexión directa del absorbedor con la red o debida a la obstrucción del circuito primario en un sistema de circulación forzada. El aislamiento protege al absorbedor por su parte posterior de las pérdidas térmicas. Éste debe de poseer las siguientes características:
  - Buen comportamiento con la temperatura, en algunos casos se coloca entre el absorbedor y el aislante una lámina metálica reflectante que impide al aislamiento recibir la radiación directa del absorbedor
  - Bajo desprendimiento de vapores por efecto de un elevado calentamiento.
  - Larga durabilidad.
  - Homogeneidad de sus propiedades frente a la humedad.

El objetivo de la carcasa es proteger y soportar los diversos elementos que constituyen el colector, así como sujetar el colector a la estructura soporte.

Las características que debe de cumplir la carcasa son:

- Alta rigidez
- Resistencia de los elementos de fijación
- Resistencia a las variaciones de temperatura
- Resistencia a la corrosión y la inestabilidad química
- Aireación del interior de los colectores
- Retención de agua, hielo y nieve en el exterior del colector

- Fácil desmontaje de la cubierta transparente o de la parte superior de la carcasa para acceder al absorbedor.



Fig. 13.- Despiece de un colector de placa plana

Un modelo típico para este tipo de aplicaciones, a modo informativo y no vinculante, presenta las prestaciones siguientes:

- Panel de alto rendimiento según DIN 4757. Homologado por el MINER e IDAE.
- Aislamiento doble con lana mineral de alta calidad, de 70mm de espesor, resistente a altas temperaturas.
- Absorbedores de cobre macizo con recubrimiento de superficie selectiva de alto rendimiento que permite una absorción de hasta un 97% y pérdidas por radiación de tan solo un 5%.
- Vidrio de seguridad anti reflectante, de 4mm de grosor, garantizando una transmisión de energía del 92%.
- Unión entre carcasa de aluminio para reducir peso y vidrio con compensador de temperatura.
- Filtros de aire permanentes para asegurar ventilación.
- Distintivo Ángel Azul de medioambiente por el alto de rendimiento y la alta calidad de los materiales totalmente reciclables.
- Los conjuntos de montaje (en tejado, sobre tejado, sobre cubierta plana) permiten instalar los paneles de forma fácil y cómoda.
- La cantidad de líquido que contiene el panel se ha reducido al mínimo, de forma que el medio puede absorber rápidamente el calor y transmitirlo al ínter acumulador.

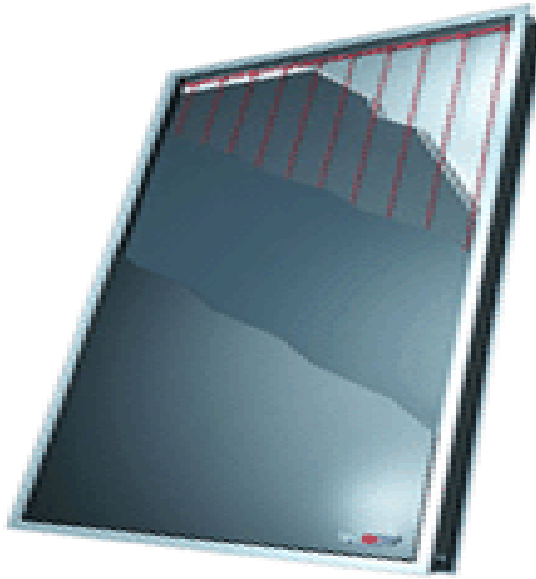


Fig. 14.- Colector.

Las curvas de rendimiento y de pérdida de carga son las siguientes:

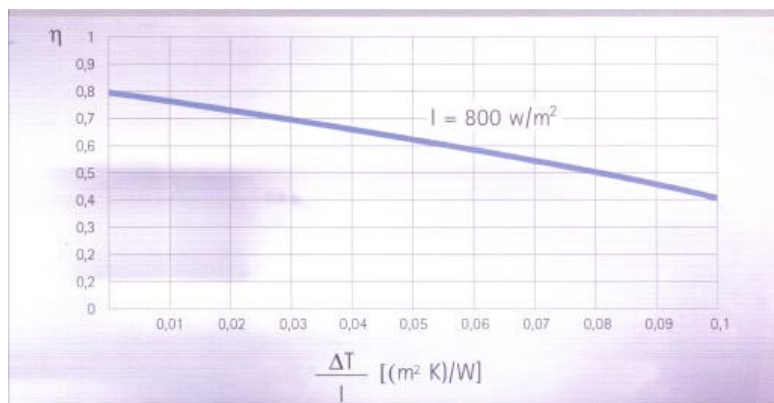


Fig. 15.- Curva de rendimiento.

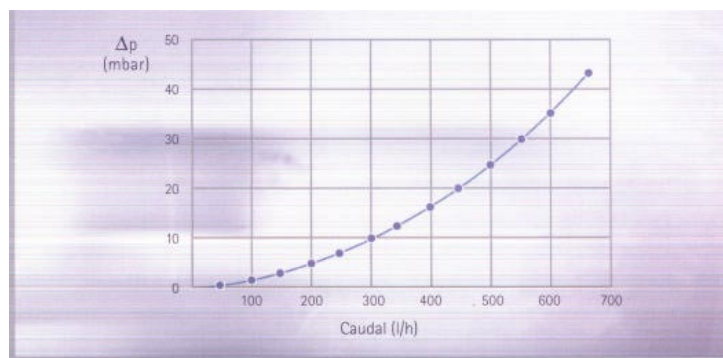


Fig. 16.- Curva de pérdida de carga.

#### 1.7.1.8.2.- Subconjunto de almacenamiento

El sistema de almacenamiento debe de tener alta capacidad calorífica, volumen reducido, temperatura de utilización acorde con la necesidad concreta, rápida respuesta a la demanda, buena integración en el edificio, bajo coste, seguridad y larga duración.

De todas las posibilidades existentes para almacenar energía, es mediante agua caliente la que más ventajas presenta, puesto que además de las propiedades descritas anteriormente, se da el hecho de que se trata del elemento de consumo en la instalación de ACS.

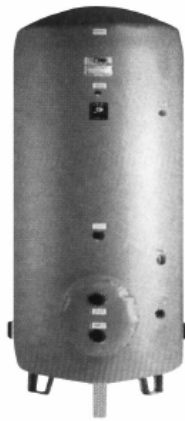


Fig. 17.- Acumulador de ACS.

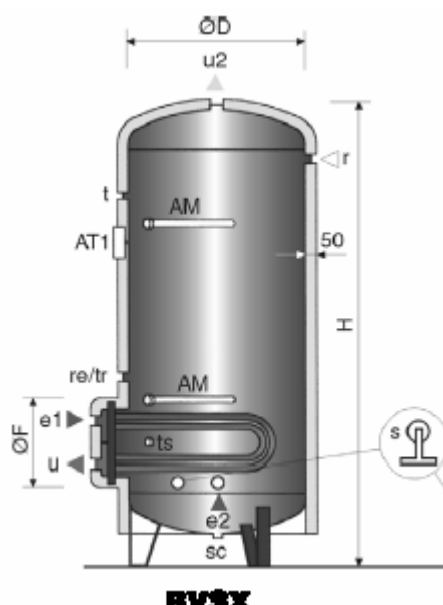
Los materiales utilizados habitualmente en la fabricación de estos acumuladores son acero, acero inoxidable, aluminio y fibra de vidrio reforzado. El depósito de acero es el más utilizado debido a su precio, si bien es necesario de una protección interior frente a la corrosión, bien sea mediante pintura, vitrificado, ánodo anticorrosión de Mg o galvanizado en caliente. El resto de posibilidades son utilizadas en mucha menor medida, si bien cada vez son más los depósitos de acero inoxidable que se instalan por poseer todas las cualidades de los depósitos de acero pero sin sus defectos.

El volumen necesario de nuestro sistema de almacenamiento es de 15000 litros. La solución que mejor se adapta a nuestras necesidades es el de colocar tres depósitos de 5000 l cada uno. Un modelo de acumulador, a modo de información, es el BV SX 5000 litros de la casa DROGAS.

Sus características principales son:

- Producción y acumulación de agua caliente, vertical y horizontal.
- Capacidad 5.000 litros.
- Condiciones de proyecto:  
Circuito primario: Temp. 99°C, presión 12 bares  
Circuito secundario: Temp. 60°C, presión 6/8 bar

- Tratamiento: esmaltado orgánico (SMALTIFLON).
- Intercambiador: extraíble inox. AISI 316L.
- Aislamiento para modelo 5000lts: Poliuretano flexible de 50 mm de espesor (PUF 50), exterior de SKAI.
- Protección catódica: ánodo de magnesio (AM) con tester de control de desgaste (AT1).



Capac. Lts.	Intercambio térmico		Producción A.C.S. (l)			DIMENSIONES (mm)							Peso Kg	Conexiones		Ánodos nº Ø x L
	Kw	Kcal/h	continuo lts/h	10 min lts	1ª hora lts	ØD 6 bar	ØD 8 bar	ØF	H 6 bar	H 8 bar	H1	L		e1-u1	e2-u2	
200	12	10.320	300	278	528	450	450	300	1400	1400	610	1430	60	1"	1-1/4"	1 33 x 320
300	18	15.480	450	418	793	550	550	300	1425	1425	715	1480	70	1"	1-1/4"	1 33 x 320
500	24	20.640	600	671	1171	650	650	300	1710	1710	825	1760	105	1"	1-1/4"	1 33 x 520
750	36	30.960	900	1007	1757	750	750	300	1855	1855	910	1900	130	1"	1-1/2"	1 33 x 520
1000	48	41.280	1200	1343	2343	800	800	380	2170	2170	955	2205	170	1-1/2"	1-1/2"	1 33 x 520
1500	73	62.780	1800	2014	3514	950	950	380	2400	2400	1155	2380	250	1-1/2"	2"	2 33 x 520
2000	97	83.420	2400	2686	4686	1100	1100	380	2450	2540	1285	2450	295	1-1/2"	2"	2 33 x 520
2500	122	104.920	3000	3357	5857	1200	—	380	2540	—	1375	2560	340	1-1/2"	2"	2 33 x 520
3000	146	125.560	3600	4029	7029	1300	1250	380	2570	2900	1460	2600	385	1-1/2"	2"	2 33 x 700
4000	195	167.700	4800	5371	9371	1400	1450	430	2855	3010	1565	2895	575	2"	2-1/2"	2 33 x 700
5000	244	209.840	6000	6714	11714	1600	1450	430	2895	3510	1780	2955	680	2"	2-1/2"	2 33 x 700

La colocación de los tres acumuladores se hará en la cubierta y la conexión entre ambos se realizará mediante un circuito en paralelo, de modo que ambos sean hidráulicamente equivalentes y se comporten como si hubiese un único depósito de 15000 litros.

Si bien se podría pensar en otro tipo de configuraciones como la de colocarlos formando un circuito en serie, esta opción hace que los costes por regulación del sistema aumenten considerablemente, sin saber con mucha certeza si hay una mejora cuantitativa del rendimiento apreciable.

En la figura 18 podemos observar la forma correcta de conexionar tres depósitos en paralelo para conseguir así un buen equilibrio hidráulico.

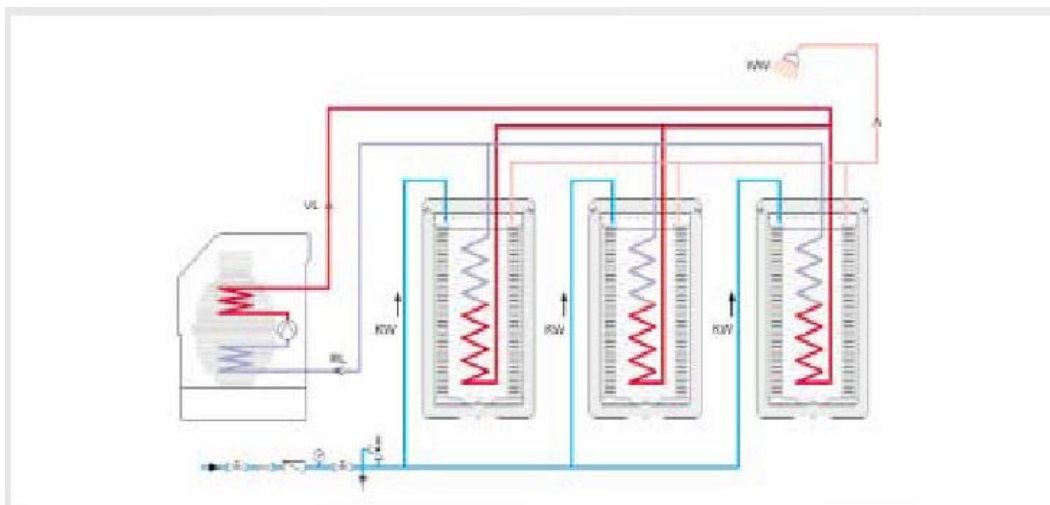


Fig. 18.- Conexión en paralelo de 3 acumuladores

#### *1.7.1.8.3.- Subconjunto de termo transferencia*

##### **1.7.1.8.3.1.- Intercambiador**

Al decantarnos por un sistema de termo transferencia indirecta es obvia la necesidad de un intercambiador de calor, que transfiera la energía almacenada en el líquido del circuito primario al líquido del secundario.

Por su posición en la instalación, los intercambiadores pueden ser interiores o exteriores. Y por su construcción se clasifican en: de serpentín (helicoidal o haz tubular), de doble envolvente o de placas.

Si bien pueden utilizarse en sistemas por termosifón, es en la circulación forzada cuando se aprovecha al máximo la superficie de intercambio e incluso permite reducir las dimensiones del intercambiador.

Los parámetros que definen a un intercambiador son básicamente el rendimiento y la eficacia de intercambio.

Se entiende por rendimiento la relación entre energía obtenida a la salida y la introducida en el intercambiador. Ésta no debe ser inferior a 95%.

La eficacia se define como la relación entre la potencia calorífica realmente intercambiada y la máxima que podría intercambiarse teóricamente. Su valor no debe ser inferior a 70%.

Para intercambiadores interiores, se puede hallar el valor de la eficacia mediante la siguiente expresión:

$$\varepsilon = (t_{oe} - t_{os}) / (t_{oe} - t_{om})$$

Donde:

$t_{oe}$  es la temperatura de entrada del fluido calo portador.

$t_{os}$  es la temperatura de salida del fluido calo portador

$t_{om}$  es la temperatura del agua acumulada

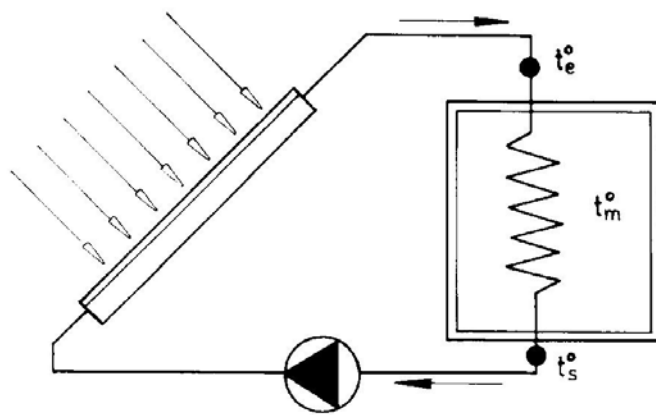


Fig. 19.- Intercambiador interno

Los intercambiadores de serpentín pueden ser de dos tipos: helicoidales, estando los tubos arrollados en espiral y situado en la parte inferior del acumulador, o de haz tubular. En el interior del serpentín el líquido calo portador está en circulación forzada, mientras que en el exterior el movimiento se realiza por convección natural.



Fig. 20.- Acumulador con intercambiador



Fig. 21.- Acumulador con intercambiador de haz tubular



En los intercambiadores de doble envolvente el circuito primario envuelve al secundario, de modo que se produce la transferencia energética a través de toda la superficie en contacto con el líquido acumulado. Para instalaciones con acumulaciones elevadas, superiores a 3000 l, puede ser ya más interesante el uso de intercambiadores externos. Los dos tipos que existen en el mercado son: de haz tubular o de placas de acero.

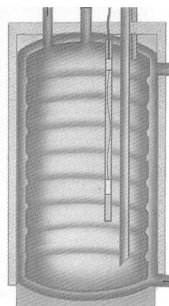


Fig. 22.- Acumulador con intercambiador de doble envolvente.

En nuestra instalación hemos seleccionado un acumulador que incorpora un intercambiador desmontable de haces tubulares, el cual posee según el fabricante una capacidad de intercambio de 244 Kw.

Al ser tres el número de depósitos que hemos instalado, la capacidad de intercambio será entonces triple, 732 Kw.

#### ***1.7.1.8.3.2.- Fluido calo portador***

Es el encargado de pasar a través de los colectores y absorber la energía térmica de estos para luego transferirla en el intercambiador al circuito secundario. Habitualmente son cuatro los tipos de fluidos que podemos utilizar.

##### **➤ Agua natural**

Se puede usar en circuito abierto, de modo que el agua sanitaria pasa directamente por los colectores, si bien hay que usar en todo momento materiales aptos para el transporte de agua potable. En muchos casos está prohibido por la ley.

También se puede utilizar en circuito cerrado, si bien puede presentar problemas de congelación, por lo que es preciso recurrir al uso de anticongelantes.

##### **➤ Agua con adición de anticongelante**

Es la solución más generalizada, si bien hay que tener en cuenta ciertas características de la mezcla como son su toxicidad, aumento de viscosidad, aumento de dilatación, disminución de la estabilidad, disminución del calor específico o aumento de su temperatura de ebullición.

➤ Fluidos orgánicos

Hay que mantener las mismas precauciones que en el caso de agua con adición de anticongelante en cuanto a toxicidad, viscosidad o dilatación.

Además estos fluidos orgánicos, sean sintéticos o derivados del petróleo, presentan riesgo de incendio al ser combustibles, aunque son estables a altas temperaturas.

➤ Aceites de silicona

Si bien son una buena posibilidad por sus óptimas características técnicas, su elevado coste no los hace una opción atractiva en la mayoría de los casos.

El fluido calo portador que vamos a utilizar es agua con la adición de un anticongelante, el anticongelante suele ser a base de propilenglicol o de etilenglicol, fundamentalmente. Hay que tener en cuenta las diferencias de las propiedades físicas que va a haber entre el agua normal y nuestro fluido calo portador, como ya dijimos, de viscosidad, dilatación, estabilidad, calor específico o temperatura de ebullición.

En cualquier caso hay que recordar que debido a la toxicidad del anticongelante es preciso asegurar la imposibilidad de mezcla entre el fluido calo portador y el agua de consumo. La forma más usual de conseguir este propósito es haciendo que la presión del circuito primario sea inferior a la del secundario, de modo que un contacto entre ambos fluidos por rotura en el punto de intercambio provoque el paso del agua hacia el circuito primario pero no al revés. Además la válvula de seguridad del circuito primario deberá estar tarada a una presión inferior a la del agua de red, para proteger a los colectores de la elevada presión del agua de red.

El fluido calo portador estará formado por un 27% de propilenglicol y un 73% de agua. O, si lo preferimos, de un 23 % de etilenglicol y un 77% en agua.

#### **1.7.1.8.3.3.- Bombas de circulación**

Es el responsable de vencer la resistencia que opone el fluido a su paso por el circuito. Entre los diferentes tipos de circuladores (alternativos, rotativos y centrífugos) se ha optado por los centrífugos.



Fig. 23.- Electrocirculador

Se colocarán 2 bombas que van trabajarán en serie y el modelo seleccionado es el UPSD 50-180 F de grunfus, capaz de alcanzar 10 m.c.a, con un caudal de 15 m<sup>3</sup>/h. sus características son:

Modelo: UPSD 50-180 F

Código: 96408913

Número EAN: 5700390424602

Líquido:

Temperatura min. del líquido: -10 °C

Temperatura máx. del líquido: 120 °C

Datos técnicos:

Certificados en placa: CE,B,VDE

Materiales:

Material, cuerpo hidráulico: Fundición  
EN-JL1040 DIN W.-Nr.  
35 B - 40 B ASTM

Material, impulsor: Acero inoxidable  
1.4301 DIN W.-Nr.  
304 AISI

Instalación:

Temperatura ambiente min.: 0 °C

Temperatura ambiente máx.: 40 °C

Presión máx. de trabajo: 10 bar

Conexión de tubería, estándar: DIN

Dimensión de conexión de tubería: DN 50

Presión, conexión de tubería: PN 6 / PN 10

Longitud entrada/salida: 280 mm

Potencia de entrada velocidad 1-2-3:

P1 velocidad 3: 990-1070-1200 W

Frecuencia red: 50 Hz

Corriente en velocidad 1-2-3:

I velocidad 3: 4.4-4.8-5 A

Corriente de arranque en velocidad 1-2-3:

Cos phi en vel. 1-2-3: 0,9-0,93-0,94

Condensador - trabajo: 30  $\mu$ F/400 V

Grado de protección (IEC 34-5): IP44

Clase de aislamiento (IEC 85): H

Otros:

Peso neto: 60 kg

En instalaciones de un ya considerable tamaño, como es nuestro caso es recomendable la instalación de otra bomba idéntica y en paralelo con ésta para evitar la parada de la instalación por avería o mal funcionamiento de la bomba.

#### ***1.7.1.8.3.4.- Vasos de expansión***

Su finalidad es la de absorber las dilataciones del fluido calo portador, por lo que todas las instalaciones de agua caliente sanitaria deben equiparse con depósitos de expansión.



Fig. 24.- Depósitos de expansión cerrados.

Se clasifican en depósitos de expansión abiertos o cerrados, y en cualquier caso la capacidad del mismo debe ser suficiente para admitir la expansión del líquido calo portador. Tampoco debe existir ninguna válvula en los tubos que comunican al circuito con el depósito.

Nos hemos decantado por un depósito de expansión cerrado por sus ventajas: fácil montaje en cualquier lugar de la instalación, no requerimiento de aislamiento, no absorbe oxígeno del aire y no elimina las pérdidas por evaporación del fluido.

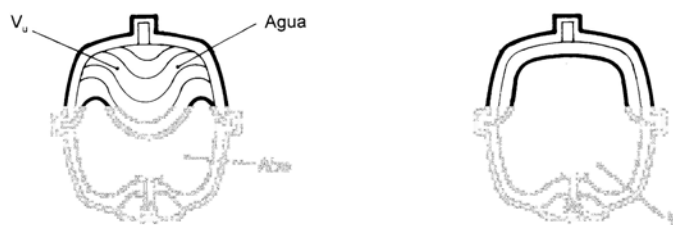


Fig. 25.- Funcionamiento en caliente (izquierda) y fría (derecha) de un depósito de expansión cerrado.

El volumen mínimo del depósito de expansión necesario para nuestra instalación es de 65,19 l, por lo que se ha elegido el modelo 80 AMR-P-SO de STIVEL ELECTRÓN de 80 litros.

#### 1.7.1.8.4.- Subconjunto de regulación y control

El modelo seleccionado será el SOM 7/2 de la marca STIEBEL ELTRON, cuyas funciones fundamentales son las siguientes:

- Ser la central de cómputo y almacenamiento de información.
- Generar y enviar las órdenes a los elementos eléctricos externos.
- Visualizar en pantalla la temperatura de los puntos vitales de la instalación.
- Realizar el control diferencial de las temperaturas de los colectores y de los depósitos.

El regulador viene con tres sondas térmicas incluidas, de las cuales dos de ellas se utilizarán para medir la temperatura en los colectores y los acumuladores, dejando una tercera para medir la temperatura en otro punto cualquiera.



Fig. 26.- Regulador diferencial

#### 1.7.1.8.5.- Subconjunto de energía auxiliar

Este subconjunto esta formado por 2 tanques de 4000 l de iguales características a los solares y una caldera.

##### 1.7.1.8.5.1.- Tanques auxiliares

Formados por 2 tanques BVSX 4000 litros conexiados en paralelo. Sus características principales son:

Producción y acumulación de agua caliente, vertical y horizontal.

Capacidad 4.000 litros.

Condiciones de proyecto: Circuito primario: Temp. 99°C, presión 12 bares.

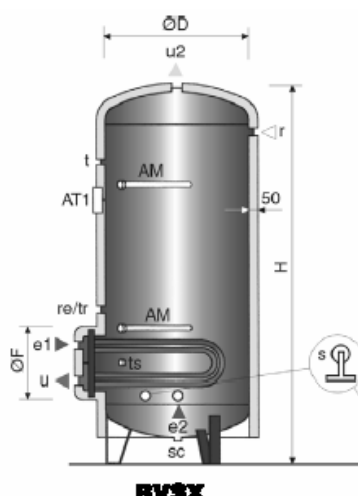
Circuito secundario: Temp. 60°C, presión 6/8 bar.

Tratamiento: esmaltado orgánico (SMALTIFLON).

Intercambiador: extraible inox. AISI 316L.

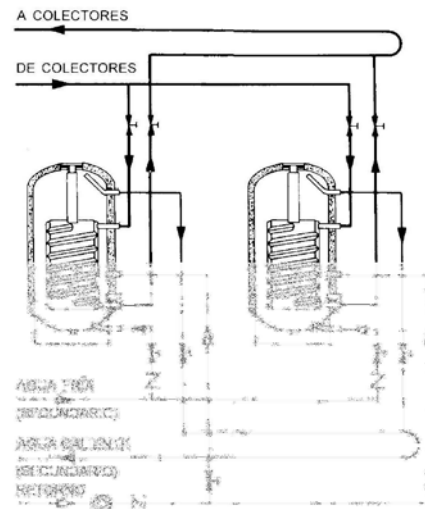
Aislamiento: Poliuretano flexible de 50 mm de espesor (PUF 50), exterior de SKAI.

Protección catódica: ánodo de magnesio (AM) con tester de control de desgaste (AT1).



Capac. Lts.	Intercambio térmico		Producción A.C.S. (l)			DIMENSIONES (mm)							Peso Kg	Conexiones		Ánodos	
	Kw	Kcal/h	continuo lts/h	10 min lts	1ª hora lts	ØD 6 bar	ØD 8 bar	ØF	H 6 bar	H 8 bar	H <sub>i</sub>	L		e1-u1	e2-u2	nº	Ø x L
200	12	10.320	300	278	528	450	450	300	1400	1400	610	1430	60	1"	1-1/4"	1	33 x 320
300	18	15.480	450	418	793	550	550	300	1425	1425	715	1480	70	1"	1-1/4"	1	33 x 320
500	24	20.640	600	671	1171	650	650	300	1710	1710	825	1760	105	1"	1-1/4"	1	33 x 520
750	36	30.960	900	1007	1757	750	750	300	1855	1855	910	1900	130	1"	1-1/2"	1	33 x 520
1000	48	41.280	1200	1343	2343	800	800	380	2170	2170	955	2205	170	1-1/2"	1-1/2"	1	33 x 520
1500	73	62.780	1800	2014	3514	950	950	380	2400	2400	1155	2380	250	1-1/2"	2"	2	33 x 520
2000	97	83.420	2400	2686	4686	1100	1100	380	2450	2540	1285	2450	295	1-1/2"	2"	2	33 x 520
2500	122	104.920	3000	3357	5857	1200	—	380	2540	—	1375	2560	340	1-1/2"	2"	2	33 x 520
3000	146	125.560	3600	4029	7029	1300	1250	380	2570	2900	1460	2600	385	1-1/2"	2"	2	33 x 700
4000	195	167.700	4800	5371	9371	1400	1450	430	2855	3010	1565	2895	575	2"	2-1/2"	2	33 x 700
5000	244	209.840	6000	6714	11714	1600	1450	430	2895	3510	1780	2955	680	2"	2-1/2"	2	33 x 700

La forma de conexionar 2 tanques correctamente con un buen equilibrio hidráulico es la siguiente:



#### 1.7.1.8.5.2.- Caldera auxiliar

La caldera auxiliar es un elemento básico de la instalación ya que nos aporta la falta parcial o total de energía ya que en todos los meses la energía solar no cubrirá el 100% de la energía demandada.

Hemos escogido para este uso una caldera de gas de hierro fundido de la marca FER cuyo modelo es GGN4 N 09 cuyas características son las siguientes:

- Potencia útil: 300 kW.
- Potencia nominal: 324 kW.
- Generador de alto rendimiento con combustible líquido o gaseoso, con tres giros de humo, para producción de agua caliente adaptada para funcionar tanto con conexión a la instalación tradicional, como con conexión a la instalación de calefacción a baja temperatura, con temperaturas mínimas de regreso de 35°C.
- Cuerpo de hierro fundido G20.
- Carcasa de acero pintada de color gris por anaforesis con polvos epóxicos.
- Altos rendimientos.
- Predisposición para quemador dos etapas.
- Cuenta horas funcionamiento 1ª y 2ª etapa del quemador.



Fig. 27.- Caldera GGN4 N 09.

#### 1.7.1.8.5.3.- Aislamiento

Consiste en un elemento fundamental en la instalación cuya finalidad es la disminuir las posibles pérdidas caloríficas tanto en los colectores, el acumulador y las conducciones.

Los valores más importantes para la elección apropiada del aislamiento son: el coeficiente de conductividad, la gama de temperaturas, su resistencia, su fácil colocación y el coste.



Fig. 28.- Distintos tipos de aislamiento

El espesor del aislamiento debe de al menos cumplir las normas indicadas en el RITE, en la ITE 03.13.

En nuestro caso hemos escogido como tipo de aislamiento el SH/Armaflex. Consiste en un aislamiento flexible de espuma elastomérica para sistemas de calefacción e hidrosanitaria, con un coeficiente de conducción de  $0,037 \text{ W}/(\text{m} \cdot ^\circ\text{K})$ .

Los espesores para las conducciones internas serán de 19 mm y de 27 mm para las exteriores.

El íter acumulador también debe de estar protegidos mediante aislamiento, según la ITE 03.12 éste debe de tener un espesor mínimo de 30 mm para aquellos con superficie menor de  $2 \text{ m}^2$  y de 50 mm para el resto.

En nuestro caso ambos depósitos ya vienen con el aislamiento de fábrica, cumpliendo así la norma exigida.



#### **1.7.1.8.5.4.- Estructura soporte**

Su función simple a la vez de vital es sujetar los colectores con la inclinación y orientación calculada en el proyecto. Las características de una buena estructura soporte son las de rapidez de montaje, coste bajo y seguridad en el anclaje y sujeción.

El tipo de anclaje dependerá de la ubicación de los colectores según estén en cubierta o terraza, y dependiendo de las fuerzas que actúen sobre él como consecuencia de la presión del viento a la que se ve sometido. Especialmente debemos de tener cuidado a los esfuerzos de tracción que se producen sobre los anclajes y originado por los vientos que vienen del Norte, debido a que nuestro campo de colectores se hallará orientado hacia el Sur.

Junto con la estructura soporte en sí se debe de haber realizado previamente la construcción de los muretes sobre los que se va a apoyar la estructura metálica. Estos deben de ser de hormigón armado con varillas metálicas, y con una sección mínima de 200 x 200 mm.

También es importante dotar a la estructura de una protección contra la corrosión, en el caso generalizado en que esta sea de hierro. Igualmente los materiales de sujeción de los colectores a la estructura deben de ser protegidos de la corrosión o ser de acero inoxidable.

#### **1.7.1.8.5.5.- Otros elementos**

##### **1.7.1.8.5.5.1.-Purgador y desaireador**

El purgador tiene como función evacuar los gases contenidos en el fluido calor portador, los cuales pueden dar lugar a la formación de bolsas que impiden la correcta circulación del fluido, además de provocar corrosiones. Para su correcto funcionamiento hay que colocar el purgador en el punto más alto de la instalación.

El desaireador asegura que los gases disueltos en el líquido sean evacuados hacia el exterior por el purgador. La forma más sencilla de lograrlo es haciendo que la fuerza centrífuga lance el agua hacia las paredes, mientras que el aire al ser más ligero se acumula en el centro y asciendo a través del mismo, siendo evacuado por el purgador que está situado en la parte superior.

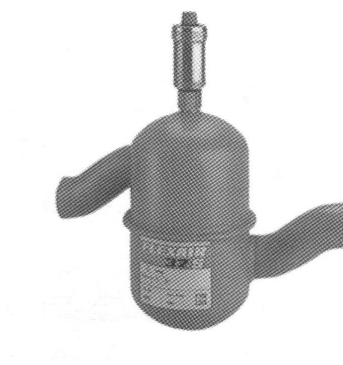


Fig. 28.- Desaireador con purgador incorporado

El modelo elegido de desaireador es el flexair 32k de Roca, el cual incluye el purgador flexvent, también de Roca.

Será el encargado de darnos el valor de la presión en el circuito, en  $\text{kg/cm}^2$  o en metros de columna de agua.

La escala del mismo suele estar comprendida entre 0 y  $6 \text{ kg/cm}^2$ , si bien no debe llegarse a tales presiones debido a que elementos del circuito, como puedan ser los colectores o el depósito de expansión, no suelen soportar presiones mayores de los  $4 \text{ kg/cm}^2$ .

#### 1.7.1.8.5.5.2.- Termómetros y termostatos

Los termómetros son los encargados de calcular la temperatura del fluido. Los termostatos a su vez son los encargados de transformar una lectura de temperatura en una señal eléctrica que ponga en funcionamiento un determinado mecanismo.

Ambos se pueden clasificar en dos tipos: de contacto e inmersión. Entre los primeros encontramos los de abrazadera los cuales se colocan en contacto con la tubería a través de la citada pieza. Los de inmersión en cambio van introducidos en una vaina que se coloca en el interior de la tubería, con lo que su fiabilidad es mucho mayor al ser el contacto con el fluido mucho más directo.



#### 1.7.1.8.5.5.3.- Válvulas de paso

Son los elementos encargados de interrumpir total o parcialmente el paso del fluido a través de las conducciones. Los diferentes tipos de las válvulas son de asiento, compuerta, de bola o esfera y de mariposa:

Las válvulas de asiento poseen como elemento obturador un disco que se cierra sobre su asiento. Produce pérdidas de carga importantes, y se utilizan para regular el caudal.

Las válvulas de compuerta tienen un elemento obturador formado por una cuña. Este tipo de válvulas se utiliza como órgano de cierre y nunca como elemento de regulación.



Fig. 29.- Válvula de compuerta.

Las válvulas de mariposa constan de un disco que hace de obturador, y provocan una pequeña pérdida de carga.

Las válvulas de bola o esfera se basan en un elemento obturador formado por una bola de acero inoxidable, la cual posee un orificio del mismo diámetro que la tubería en la que se coloca, por lo que la pérdida de carga es mínima cuando están abiertas.



Fig. 30.- Válvula de bola.

#### 1.7.1.8.5.5.4.- Válvula de seguridad

Su función es la de limitar la presión en el circuito y así proteger los componentes del mismo. En nuestro caso los puntos más delicados son el campo de colectores y el vaso de expansión, por lo que se debe de marcar a una presión inferior a la máxima soportada por los citados elementos.



Fig. 31.- Válvula de seguridad.

Su colocación está obligada por la legislación para todos aquellos circuitos sometidos a presión y a variaciones de temperatura.

#### 1.7.1.8.5.5.- Válvula antirretorno

Son las encargadas de permitir el paso del fluido en un sentido e impedirlo en el contrario. Fundamentalmente las hay de dos tipos, de clapeta y de obús, siendo estas últimas poco aconsejables para el circuito primario debido a su elevada pérdida de carga.

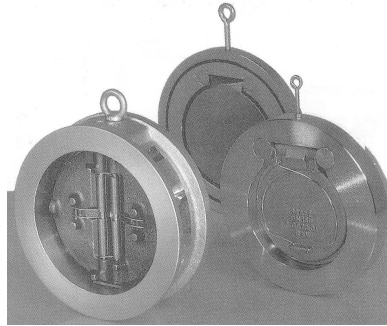


Fig. 32.- Válvulas de clapeta.

#### 1.7.1.8.5.5.6.- Válvulas de tres vías

Se usan para regular la circulación por distintas conducciones según el momento, suelen estar controladas por una señal eléctrica procedente del regulador diferencial o de un termostato.

#### 1.7.1.8.5.5.7.- Grifo de vaciado

Su uso se pone de manifiesto cuando es necesario vaciar el circuito, ya sea el primario o el secundario por labores de mantenimiento o reposición del algún elemento del circuito. Para conseguirlo con rapidez y comodidad se debe de colocar en la parte inferior de los circuitos.

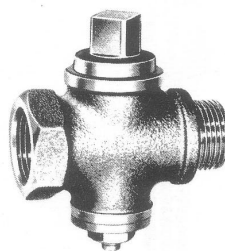


Fig. 33.- Grifo de vaciado.

## **1.7.2.-Instalación con energía solar fotovoltaica**

### **1.7.2.1.-Antecedentes**

La energía solar eléctrica, o fotovoltaica, es una energía limpia y renovable, de fácil instalación y mantenimiento.

Aunque la energía solar fotovoltaica sólo representa el 0,001% del suministro de energía eléctrica que satisface las necesidades de consumo en todo el mundo, se prevé un rápido y significativo crecimiento de su implantación, basado en el actual desarrollo de la tecnología y el compromiso medioambiental de los países más desarrollados. El sector fotovoltaico se sustenta en una tecnología de vanguardia y una industria puntera que en los últimos años está teniendo un crecimiento anual medio superior al 30%.

En el medio plazo, se estima que habrá una reducción importante de costes debido a una mejora de la eficiencia de las tecnologías actuales, a la optimización de los procesos de fabricación, a la aplicación de economías de escala y al desarrollo de nuevas tecnologías. En el año 2010 se prevé que los costes serán menores en un 30% para instalaciones aisladas y un 40% en instalaciones conectadas a la red.

Aunque tradicionalmente el uso de la energía solar fotovoltaica ha sido en aplicaciones aisladas de la red eléctrica, desde hace unos años la incorporación de esta tecnología al entorno urbano está facilitando su difusión y desarrollo. Es necesario tener en cuenta que la generación eléctrica fotovoltaica es la única que puede producir, a partir de una fuente renovable, electricidad allí donde se consume.

Tanto la producción industrial como la investigación relacionada con la generación eléctrica fotovoltaica que se desarrolla en España ocupan un destacado lugar en el panorama mundial.

España hoy es el primer país europeo productor de células y paneles fotovoltaicos, con más del 10% de la producción mundial, contando con tres fabricantes: ATERSA, BP SOLAR e ISOFOTÓN.

La producción de paneles fotovoltaicos en España dispone de las más avanzadas tecnologías y los fabricantes españoles tienen instalaciones y procesos productivos que sitúan a nuestro país en el tercer puesto a escala mundial, después de Estados Unidos y Japón.

Para conseguir unas elevadas prestaciones en todo el sistema industrial fotovoltaico es necesaria una intensa y continuada actividad de IED, tanto en las propias industrias como en los centros de investigación.

La industria fotovoltaica está concentrando su actividad de IED en:

- El desarrollo de paneles fotovoltaicos con mayores niveles de eficiencia y menor coste de fabricación.
- La mejora de la eficiencia de los dispositivos de electrónica de potencia, de transformación y las protecciones.

Por otro lado, existen en España más de 25 centros de IED dedicados a la investigación en este campo. En el último Congreso Mundial Fotovoltaico de Viena (1998), después de los alemanes, estadounidenses y japoneses, los tecnólogos españoles fueron los que mayor número de ponencias presentaron.

Estos datos contrastan con el actual nivel de implantación de la Energía Solar Fotovoltaica en España, pues la potencia instalada en toda España hasta el año 2000 es poco más de 12 MWp (aproximadamente 2,8 MWp pertenecen a instalaciones conectadas a red y el resto a instalaciones aisladas), cuando en países como Alemania la potencia instalada es de cinco veces más elevada.

La industria fotovoltaica española proporciona empleo directo a más de 1.200 personas. De las cuales 700 tienen sus puestos de trabajo en procesos de fabricación (un 15% corresponden a titulados superiores) y 500 en las fases de comercialización y desarrollo de proyectos. A su vez, proporciona empleo indirecto a más de 5.000 personas.

#### 1.7.2.2.-Componentes de una instalación solar fotovoltaica.

##### *1.7.2.2.1.-Células y paneles fotovoltaicos*

##### *Funcionamiento*

Las células fotoeléctricas son dispositivos basados en la acción de radiaciones luminosas sobre ciertos materiales, normalmente metales. El efecto de esas radiaciones puede ser de tres tipos:

- Efecto fotoemisor o fotoexterno: Provoca un arranque de electrones con liberación de los mismos.
- Efecto fotoconductor o fotointerno: Modifica la conductividad eléctrica del material.
- Efecto fotovoltaico: Crea una fuerza electromotriz en el material.

Precisamente en este último apartado es donde se integran las células fotovoltaicas, que generan un paso de corriente proporcional al flujo luminoso que reciben. Los materiales usados para las células fotovoltaicas son los semiconductores, ya que la energía que liga a los electrones de valencia con su núcleo es similar a la energía de los fotones que constituyen la luz solar. Al incidir ésta sobre semiconductor (normalmente silicio), sus fotones suministran la cantidad de

energía necesaria a los electrones de valencia como para que se rompan los enlaces y queden libres para circular por el semiconductor.

Al lugar dejado por la ausencia del electrón liberado se le llama hueco, y dispone de carga eléctrica positiva. Estos huecos también se desplazan, ya que el electrón liberado es susceptible de caer en un hueco próximo, produciendo entonces un movimiento de estos huecos. Al hecho de que los electrones ocupen los huecos de otros electrones se le denomina recombinación.

Estos electrones libres y estos huecos creados en los puntos donde hay luz, tienden a difundirse hacia las zonas oscuras, con lo cual pierden su actividad. Sin embargo, al moverse ambas partículas en el mismo sentido, no producen corriente eléctrica, y antes o después se recombinan restableciendo el enlace roto. No obstante, si en algún lugar próximo a la región donde estas parejas de electrones y huecos han sido creados se formara un campo eléctrico en el interior del semiconductor, este campo separaría a los electrones de los huecos, haciendo que cada uno circule en dirección opuesta y, por consiguiente, dando lugar a una corriente eléctrica en el sentido del citado campo eléctrico.

Existen varias formas de crear un campo eléctrico de este tipo en el interior del semiconductor, pero todas ellas están basadas en el concepto de potencial de contacto y la afinidad que diferentes sólidos tienen por los electrones.

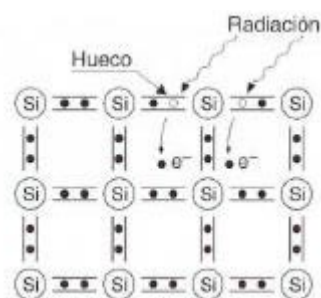


Fig.1.- Electrones libres y huecos creados.

En las células solares convencionales este campo eléctrico se consigue mediante la unión de dos regiones de un cristal de silicio que han sido tratadas químicamente de modo diverso.

Una de las dos regiones, la denominada *n*, ha sido dopada (impurificada) con fósforo. El fósforo tiene cinco electrones de valencia, uno más que el silicio, de manera que la región dopada con fósforo muestra una afinidad por los electrones menor que el silicio puro.

La otra región, denominada *p*, ha sido dopada con boro. El boro tiene sólo tres electrones de valencia, uno menos que el silicio, y por ello el silicio dopado con boro tiene una afinidad por los electrones superior al silicio puro. De esta manera, la unión *p-n* así formada presenta una diferencia de potencial  $V_e$  que hace que los

electrones tengan menos energía en la zona  $n$  que en la zona  $p$ . Consecuentemente, un campo eléctrico dirigido de la zona  $n$  hacia la  $p$  tiende a enviar los electrones hacia la zona  $n$  y los huecos hacia la zona  $p$ .

La constitución de una célula de silicio convencional parte de una barra cristalina de silicio dopado con boro, que se corta en discos de un espesor 0.3 mm. Una de sus caras se dopa fuertemente con fósforo, mediante difusión a alta temperatura en una atmósfera gaseosa rica en el mismo, de forma que este elemento penetre en el silicio más concentrado que el boro que éste contenía, hasta  $L$  profundidad aproximada de 0.3 micras. Encima de esta capa se deposita una rejilla metálica conductora, y en la parte posterior una capa continua. Ambas sirven para facilitar la toma de contactos eléctricos con las dos regiones.

Cuando inciden fotones sobre la capa superior de la célula, algunos enlaces se rompen, generándose entonces pares electrón-hueco.

Si esta generación se produce a una distancia de la unión menor que lo que se denomina longitud de difusión, antes o después estos portadores serán separados por el fuerte campo eléctrico que existe en la unión, moviéndose el electrón hacia la zona  $n$  y el hueco hacia la  $p$  y dando lugar, por consiguiente, a una corriente desde la zona  $n$  a la zona  $p$ .

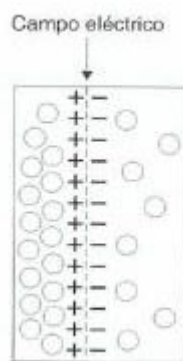


Fig.2.- Generación del campo eléctrico.

Teniendo en cuenta lo anterior, para obtener un buen rendimiento en células solares, éstas deben estar constituidas por un material en el que la energía del enlace de sus electrones de valencia no sea ni muy baja, ya que se perdería buena parte de la energía del fotón, ni muy alta, pues entonces sólo los fotones más energéticos del espectro solar podrían romper los enlaces. El silicio, con 1.1 eV, es el material más usado. El arseniuro de galio, con 1.4 eV, tiene teóricamente mejores características pero es más caro. El sulfuro de cobre, con 1.2 eV, es un material prometedor.



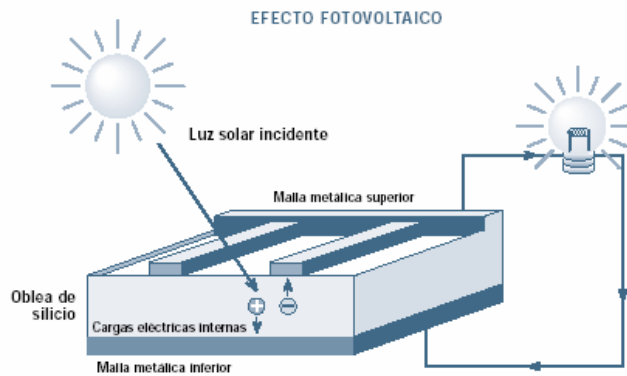


Fig.3.- Efecto fotovoltaico.

### *Rendimiento*

El rendimiento se define como el cociente entre la potencia eléctrica máxima que puede suministrar una célula fotovoltaica y la potencia luminosa que incide sobre su superficie.

El rendimiento obtenido en laboratorio sobre células de silicio monocristalino es del 22% - 24%, pero una vez que se pasa a su fabricación masiva éste baja a un valor aproximado del 15%, lo que quiere decir que, de cada 100 vatios que recibimos del Sol, tan sólo 15 se aprovechan para nuestro uso.

El hecho de este rendimiento tan bajo se debe fundamentalmente a los siguientes factores:

- a) Energía insuficiente de los fotones incidentes.
- b) Pérdidas por recombinación.
- c) Pérdidas por reflexión.
- d) Pérdidas por los contactos eléctricos.
- e) Pérdidas por resistencia serie.

### *Tipos*

- a) Células de arseniuro de galio. Rendimiento cercano al 27% - 28%, tecnología poco avanzada y costes elevados.
- b) Células de sulfuro de cadmio y sulfuro de azufre. Bajos rendimientos. Posible alternativa de bajo coste en el futuro.
- c) Células bifaciales. Células activas en sus dos caras. Rendimiento cercano al 30% pero muy caras y complejidad en la instalación.
- d) Células de silicio amorfo. Posee la ventaja de que su espesor llega a ser 50 veces más fino que el equivalente en células de silicio monocristalino. Eficiencia en

torno al 9%, pudiendo aumentar en las versiones multicapa. Costes muy económicos.

- e) Células de silicio policristalino. Rendimiento de hasta el 14%. Posibilidad de producirlas directamente en forma cuadrada, por lo que no es necesario el posterior mecanizado.
- f) Células de silicio monocristalino. Son las más empleadas en la actualidad. No olvidemos que el silicio es el material más abundante en la Tierra después del oxígeno.

#### *Parámetros de una célula solar*

- Intensidad de cortocircuito ( $I_{cc}$ ): Es aquella que se produce a tensión cero.
- Tensión de circuito abierto ( $V_{ca}$ ): Representa la tensión máxima que puede dar una célula.
- Potencia pico ( $W_p$ ): Es la potencia eléctrica máxima que puede suministrar una célula.
- Factor de forma (FF): Nos da la calidad de la célula.  $FF = (I_p \cdot V_p) / (I_{cc} \cdot W_{cc})$ .
- Rendimiento ( $\eta$ ): Cociente entre la potencia pico y la potencia de radiación incidente.

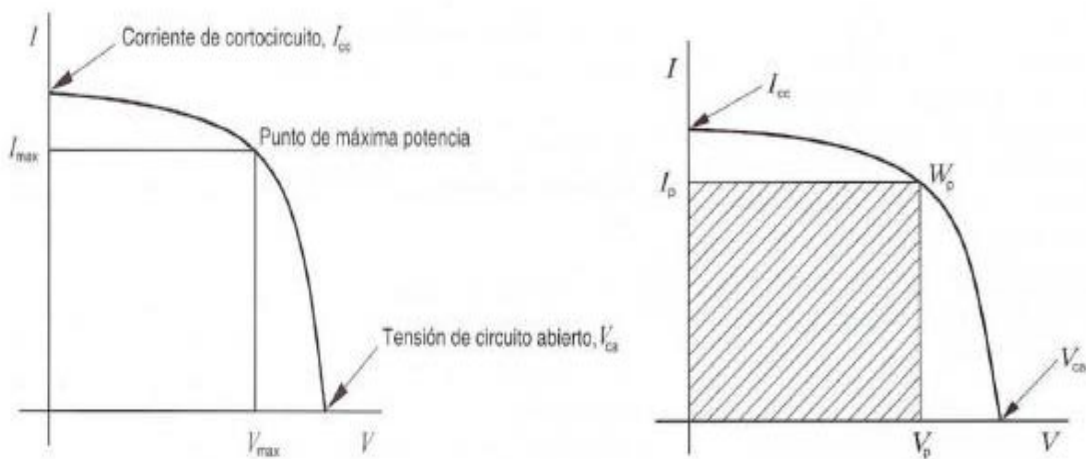


Fig.4.- Representación de los parámetros de una célula solar.

### *Proceso de fabricación de las células de silicio monocristalinas*

Se distinguen dos pasos: Elaboración y purificación del silicio y la propia fabricación de la célula.

El silicio se obtiene principalmente de la sílice (óxido de silicio), de la que, por el método de reducción, se extrae el silicio llamado de grado metalúrgico, que dispone de una pureza del 98%, que al no ser suficiente ha de volver a purificarse hasta llegar a un grado de 99'9999%, obteniéndose el silicio de grado electrónico.

Una vez obtenido el material adecuado por su pureza, comienza propiamente el proceso de fabricación, que consiste en introducir el silicio al 99'9999 % en un crisol junto con impurezas de boro, para formar una masa fundida, llevando el conjunto a una temperatura de 1400°C aproximadamente. Una vez que todo el material se encuentra en estado líquido, se dispone de una varilla cuyo extremo tiene un germen de silicio que, al ponerse en contacto con la masa, da comienzo al proceso de solidificación del material. Esta varilla tiene un movimiento rotativo y lentamente ascendente, de tal forma que va solidificando un tocho metálico de un diámetro que corresponde a la velocidad de ascenso y giro que se ha imprimido a la varilla. Ésta es la razón por la cual la mayoría de las células solares tienen forma circular. En el caso de querer hacerlas cuadradas, tendríamos que cortar los cuatro trozos laterales hasta dejar el cuadrado inscrito en dicho círculo.

Una vez que se dispone del tocho de silicio monocristalino, se trocea en finas obleas que posteriormente se convertirán en células solares. El corte se realiza mediante sierras extremadamente precisas, obteniendo obleas de un espesor orden de 0'3 milímetros. En esta etapa se llega a desperdiciar en polvo hasta un 40 % del material, que puede ser nuevamente reciclado aunque con evidentes pérdidas económicas para el producto final.

La siguiente fase consiste en restablecer los efectos dañinos que se han producido por el efecto del corte. Esto se realiza introduciendo las láminas en baños químicos que restauran la capa superficial dañada, preparándola para posteriores pasos.

Los lingotes producidos por el método descrito anteriormente, denominado método Czochralsky, suelen tener una longitud de un metro, y diámetros comprendidos entre 20 mm y 200 mm. El tiempo invertido en la producción de uno de estos lingotes puede llegar a ser de 8 horas.

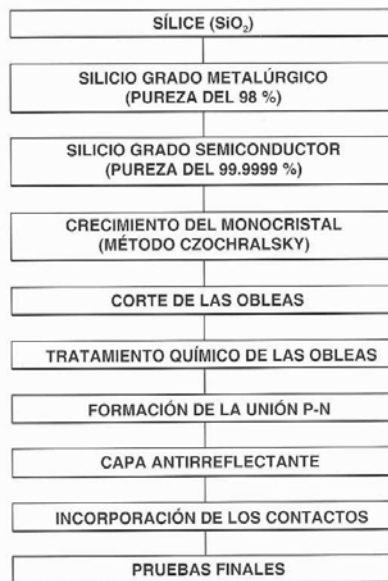


Fig.5.- Proceso de fabricación de las células de silicio.

Se dispone hasta ahora de una fina superficie de silicio dopado con una pequeña cantidad de boro. El siguiente proceso consiste en la propia creación de la célula, mejor dicho, de la unión *p-n* que formará la célula solar tal y como la podemos observar en la realidad. Para ello, se la introduce en hornos especiales a una temperatura entre 800°C y 1000°C durante un tiempo prefijado, y en una atmósfera que se encuentra cargada de átomos de fósforo y que se va difundiendo sobre la cara de la oblea que se quiere dopar con material *n*. La profundidad que alcanza la penetración de fósforo está en función de la temperatura del horno y de la duración del proceso. De esta forma, disponemos de una unión *p-n* creada en el interior de la oblea, que será capaz de producir corriente eléctrica al incidir radiación.

Después de los procesos descritos anteriormente, la célula presenta una superficie que rechaza aproximadamente el 33 % de la radiación que pueda llegarle, dado su aspecto metálico. Por este motivo se procede a la aplicación de una capa antirreflectante que disminuya el valor rechazado a tan sólo un 10 % - 12 %, aumentando de esta manera la eficiencia de la célula.

Para poder hacer útil la energía que proporciona la célula solar una vez que se ilumina, se la debe proveer de contactos eléctricos capaces de recolectar los electrones que se liberan por acción de los fotones que contiene la luz. El diseño del dibujo sobre la superficie de la célula es muy importante, ya que cuantos más contactos se pongan, mayor cantidad de electrones serán capturados pero, en contrapartida, menor iluminación llegará a la superficie activa, debido a que estos contactos no son transparentes. Por tanto, se debe llegar a un compromiso entre las dos exigencias.

### *El módulo fotovoltaico*

Las células se agrupan en lo que se denomina módulo o panel fotovoltaico, que no es otra cosa que un conjunto de células conectadas convenientemente, de tal forma que reúnan unas condiciones óptimas para su integración en sistemas de generación de energía, siendo compatibles (tanto en tensión como en potencia) con las necesidades y equipos estándares existentes en el mercado. Normalmente, se habla de paneles de 6 V, 12 V Y 24 V, si bien es cierto que su tensión está por encima de las mencionadas, oscilando las potencias producidas entre los 2.5 W y los 180 W.

Las células que integran un panel fotovoltaico deben estar comprendidas en un rango muy estrecho en cuanto a sus parámetros eléctricos, para evitar las descompensaciones que se producirían en el interior del módulo si unas generaran más corriente que las vecinas. Precisamente por este motivo son de suma importancia las pruebas finales de las células, dentro de su proceso de fabricación. El módulo fotovoltaico consta de diversas capas que recubren a las células por arriba y por abajo, con el fin de darles una protección mecánica, a la vez que además las protegen contra los agentes atmosféricos, especialmente el agua, que puede llegar a ser causante de la oxidación de los contactos, con lo cual las células quedarían inservibles para la producción de energía.

Los módulos fotovoltaicos tienen estructuras y formas muy variadas. Se puede hacer una división general diciendo que un módulo puede estar formado por:

- Cubierta exterior.
- Capa encapsulante anterior.
- Células fotovoltaicas.
- Capa encapsulante posterior.
- Protección posterior.
- Marco soporte.
- Contactos eléctricos de salida.



Fig.6.- Sección de un módulo fotovoltaico.

Una vez que se dispone de las células solares debidamente seleccionadas y agrupadas, se interconexionan en serie para conseguir una tensión normalizada y, por tanto, fácil de trabajar con ella. Generalmente se dispone de un total de 30 a 36 células, número que variará en función del tipo y tensión de cada una.

Dispuesto el circuito eléctrico se depositan, por una parte, el cristal y una capa de encapsulante, y por la contraria, otra capa de encapsulante y la de protección posterior. Este conjunto es introducido en un horno especial para su laminación, donde se realizará el vacío para hacer desaparecer toda bolsa de aire que pueda quedar en el interior. Seguidamente se va aumentando la temperatura, de tal forma que el encapsulante empiece a fundirse (ya que su punto de fusión es más bajo que el del resto de los materiales), rodeando totalmente a células y contactos, a la vez que hace de adhesivo con el cristal y la capa posterior, quedando el conjunto totalmente estanco. Una vez que todas estas capas han formado un bloque compacto, se aplica el marco soporte mediante goma butílica o silicona, para permitir sin problemas las dilataciones del conjunto por efecto del calor.

El proceso siguiente consiste en incorporar las bornas de conexión y realizar las pruebas finales del módulo, que permitirán clasificarlos por potencias para que, mediante algún código, puedan ser identificadas a la hora de su instalación y, al igual que las células, el conjunto de módulos presente características comunes que no permitan descompensaciones entre los grupos serie-paralelo.

En cuanto a la vida útil de los módulos, la frontera de los 30 años es hoy en día una realidad.

#### *1.7.2.2.2.-Acumuladores*

La misión principal del acumulador dentro de un sistema solar fotovoltaico consiste en suministrar energía tal y como es demandada por la carga, independientemente de la producción eléctrica del panel en ese preciso momento.

Cumple, por otra parte, una misión de fiabilidad, ya que también tiene la función de poder alimentar a la carga durante varios días, cuando la producción del panel es baja debido a las condiciones meteorológicas adversas.

El acumulador o batería es un dispositivo capaz de transformar una energía potencial química en energía eléctrica. Se compone esencialmente de dos electrodos sumergidos en un electrolito donde se producen las reacciones químicas en los procesos de carga o descarga.

La capacidad de un acumulador se mide en amperios-hora (Ah), para un determinado tiempo de descarga, y se define como la cantidad de electricidad que puede obtenerse durante una descarga completa del acumulador plenamente cargado, siendo el producto de la intensidad de descarga por el tiempo que ésta actúa.

Al acumulador que ha de ser usado para aplicaciones solares se le debe exigir el cumplimiento de unas condiciones básicas, como son:

- Aceptar todas las corrientes de carga que suministre el panel solar.
- Mantenimiento nulo o mínimo.
- Fácil transporte e instalación.
- Baja autodescarga.
- Rendimiento elevado.
- Larga vida.

Se encuentran diferentes tipos de baterías en el mercado, pero fundamentalmente se pueden hacer dos grandes grupos: las de níquel-cadmio (Ni-Cd) y las de plomo-ácido. Las primeras presentan unas cualidades excepcionales, pero debido a su elevado precio se usan con menos frecuencia.

Por el contrario, las baterías de plomo-ácido en sus diferentes versiones son las más usadas para las aplicaciones solares, adaptándose a cualquier corriente de carga y teniendo un precio razonable.

#### *Carga del acumulador*

Todas las baterías están compuestas por elementos de 2 V nominales y una capacidad que dependerá del modelo y tipo de placas utilizadas. Después de su fabricación se venderán comercialmente como elementos sueltos para

interconexionar entre sí, o bien ya conectados y presentados como un bloque, en tensiones de 12 ó 24 V normalmente.

En un elemento de plomo-ácido la tensión varía según el estado de carga, el peso específico del electrolito y, desde luego, según esté sufriendo una carga o una descarga. El voltaje de circuito abierto en una batería cargada es de 2.14 V a 25°C y el peso específico de electrolito, de 1300.

Dado que todas las baterías sufren una autodescarga, necesitan una pequeña corriente de mantenimiento para conservarlas completamente cargadas incluso cuando no están trabajando. En la práctica esta corriente es suministrada por el panel, siendo el voltaje de alimentación de unos 0'2 V por encima del voltaje de circuito abierto del elemento acumulador. En definitiva, se necesita una tensión de flotación de 2.34 V para mantenerla completamente cargada.

Un elemento que ha sido descargado puede llegar a un estado de plena carga con la tensión mencionada anteriormente, pero tardaría bastante tiempo. Por lo tanto, para hacer que una batería cargue más rápidamente se necesitará un voltaje de carga mayor, que oscilará entre los 2.60 y 2.65 V/elemento, siendo el tiempo empleado función de la intensidad que se le pueda proporcionar.

Se ha de tener en cuenta que, aproximadamente entre los 2.35 V y los 2.40 V, el elemento acumulador empieza a gasificar. Este hecho no es demasiado perjudicial en las baterías de placas tubulares (ya que, de lo contrario, podría estratificarse el electrolito y dañar las placas), pero representa una pérdida de agua que debemos compensar realizando un mantenimiento periódico.

También es cierto que no podemos permitir una sobrecarga fuerte en el acumulador, ya que nos llevaría a una disminución de la vida útil del mismo, siendo por este motivo por el que se usan diversos dispositivos que anulan o limitan la corriente de carga del panel fotovoltaico, evitando así una sobrecarga en el acumulador. A estos dispositivos se les denomina reguladores de carga.

### *Dimensionado*

Dado que en la mayoría de las aplicaciones fotovoltaicas va a ser preciso la utilización del acumulador, éste deberá cumplir unos requisitos básicos que aseguren el correcto funcionamiento del sistema. Éstos son:

- Garantizar el suministro en las horas en que no existe insolación.
- Asegurar la estabilidad de la tensión para el buen funcionamiento de los equipos que alimenta el grupo solar.
- Proveer de energía a la carga cuando se presentan días con bajo nivel de radiación.



El acumulador solar difiere de otros tipos de acumuladores básicamente por las bajas intensidades de descarga. Es normal especificar la capacidad de un acumulador solar en un tiempo de 100 horas, dado que en muchos casos se habla de autonomías de cinco o más días. Por tanto, la descarga se produciría en  $24 \times 5 = 120$  h. Por este motivo precisamente los acumuladores de arranque no prestan buenos servicios en aplicaciones fotovoltaicas, ya que su diseño se ha previsto para unas descargas fuertes durante corto tiempo y no para descargas pequeñas en un largo plazo.

Fundamentalmente, existen dos tipos de acumuladores idóneos para aplicaciones solares: los estacionarios de plomo-antimonio (Pb-Sb) y los de plomo-calcio (Pb-Ca). Los primeros se encuadran dentro del tipo de ciclo profundo, por lo que deben ser usados en aquellas aplicaciones en que la descarga pueda llegar a límites bajos de una forma obligatoria y, en general, donde el ciclo diario supere el 15% de la capacidad de la batería. No obstante, ofrecen un buen funcionamiento en todos los casos, presentan una vida elevada y en algunos modelos se incorpora una gran reserva de electrolito que hace su mantenimiento menos constante.

Otro tipo de acumulador solar es el constituido por una aleación en las placas de Pb-Ca. Estos acumuladores presentan en algunos de sus modelos la ventaja de no tener mantenimiento, hecho que es particularmente importante en aquellas instalaciones remotas o de difícil acceso. A diferencia de los estacionarios, que se presentan generalmente en elementos de 2 V, los de Pb-Ca suelen construirse en tipo monobloc de 12 V y con unas capacidades máximas de 150 Ah (a 100 h), lo que los hacen interesantes para pequeñas instalaciones donde el ciclo de descarga diario no supere el 10% y, en emergencias, el 50% como máximo.

Resumiendo, se puede decir que las baterías fotovoltaicas cuya aplicación se destine a descargas profundas deben ser, sin lugar a dudas, del tipo estacionario, al igual que en aquellos otros casos donde la capacidad sea elevada, pues si dispusiéramos una gran cantidad de pequeñas baterías disminuiríamos excesivamente la fiabilidad del conjunto. Por el contrario, si la instalación fotovoltaica es de pequeña dimensión o bien el mantenimiento es muy difícil, no sólo en el coste sino en facilidades de acceso, la decisión se decantaría hacia las baterías sin mantenimiento, cuidando siempre de que las descargas no sean excesivamente profundas para evitar el envejecimiento prematuro del acumulador.

Los datos necesarios para un diseño adecuado del acumulador integrado en un sistema fotovoltaico serían los siguientes:

- Tensión de funcionamiento.
- Descarga máxima al final de los días de autonomía.
- Temperatura media de funcionamiento.
- Temperatura mínima.

- Días consecutivos en los que se pueden producir bajas temperaturas.
- Tipo de regulador usado.
- Facilidad de acceso de montaje y mantenimiento del acumulador en el lugar de la instalación.

#### **1.7.2.2.1.-Acumuladores de gel**

##### *Funcionamiento*

A diferencia de las baterías de plomo-ácido, en las que se produce una pérdida de agua durante el ciclo de carga, en las baterías de gel se recombina el oxígeno liberado por las placas positivas con el hidrógeno, a través del electrolito, y por reacción electroquímica se convierte en agua. De esta manera se hace innecesaria la adición de agua durante toda la vida de la batería.

##### *Componentes*

- Placas positivas

Constituidas por una serie de tubos de poliéster, material resistente al ácido y de alta porosidad, que sirven de soporte a una gran cantidad de materia activa formada por óxido de plomo de esmerada elaboración.

- Placas negativas

Son del tipo empastado, formadas por una rejilla de aleación de plomo que sirve de soporte eficaz a la materia activa por su especial diseño. Su rendimiento es equivalente al de las placas positivas a las que acompaña.

- Separadores

Son de plástico microporoso inalterable a la acción del ácido sulfúrico y de una elevada porosidad.

- Terminales

Por su diseño deben de eliminar toda posibilidad de corrosión y garantizar la absoluta estanqueidad entre el interior y exterior del elemento.

- Recipiente y tapa

De plástico de alta resistencia a impactos e inalterables al ácido. Deberían incorporar válvulas de seguridad para facilitar la salida de gases al exterior en caso de sobrepresión producida por una carga incorrecta.

- Electrolito

Constituido por una solución de ácido sulfúrico que se presenta en forma de gel debido a la adición de una sílice especial.

#### **1.7.2.2.2.-Acumuladores de níquel-cadmio**

Los acumuladores de níquel-cadmio (Ni-Cd) o alcalinos se diferencian de los de plomo fundamentalmente por los cuatro motivos siguientes:

- Puesto que el acumulador de Ni-Cd tiene una resistencia interna más baja, presenta una disponibilidad muy grande para soportar descargas elevadas y esto hace que su capacidad pueda ser menor para realizar el mismo trabajo que un acumulador de plomo. Si en una determinada aplicación fotovoltaica se necesitase, con batería de plomo, una capacidad de 200 Ah, de los cuales se descargarían 120 Ah (60 %), su equivalente en Ni-Cd necesitaría una capacidad total de unos 140 Ah, puesto que podría soportar descargas de hasta el 85 % - 90 % de su capacidad total.
- La tensión por elemento en descarga se mantiene mucho más estable, y tan sólo al final de la descarga (85 % - 90 %) cae hacia valores más bajos que el nominal.
- El acumulador de Ni-Cd presenta una vida mucho más larga que los de plomo, a igualdad de ciclos de trabajo.
- Puede resistir temperaturas más bajas que el de plomo e incluso la congelación de su electrolito, ya que una vez que éste se deshiele, la batería podrá trabajar otra vez con normalidad. Como ejemplo, se puede decir que a una temperatura de  $-20^{\circ}\text{C}$ , la capacidad disponible es del 75 %, comparada con el 50 % de una de plomo.

La batería de Ni-Cd presenta, además, otras características: Puede soportar el cortocircuito sin que la batería se deteriore. También puede soportar la falta de agua de su electrolito, dejando tan sólo de funcionar temporalmente hasta que se le añada. En un acumulador alcalino el mantenimiento puede llegar a espaciarse hasta diez años si su construcción y características son las adecuadas. Este hecho acerca del mantenimiento, nos aporta unas incalculables ventajas para la aplicación fotovoltaica en lugares remotos o difícilmente accesibles.

La autodescarga se sitúa entre el 0'1 % y 0'2 % diario, lo que representa del 3 % al 6 % mensual.

Otra característica importante es la ausencia de gases corrosivos en la carga de los acumuladores, hecho que beneficia la inclusión de los mismos en el armario donde están los equipos electrónicos a los cuales puede alimentar.

La gran desventaja es su precio, que puede suponer hasta tres veces más que su equivalente en plomo.

#### *Composición y funcionamiento de un acumulador de Ni-Cd:*

La tensión de cada elemento de una batería de Ni-Cd es de 1.2 V nominales, en vez de los 2 V por elemento de plomo. Según esto, una batería de 12 V nominales tendrá que estar formada por diez elementos unidos en serie. El proceso electroquímico de un acumulador de Ni-Cd se basa en la construcción de una placa positiva, formada por hidróxido de níquel, y una negativa de óxido o hidróxido de cadmio. Estas dos placas se encuentran inmersas en un electrolito que forma parte del proceso químico como conductor, y que suele ser una disolución acuosa al 20 % de hidróxido de potasio con otros elementos.

Durante la descarga el oxígeno pasa de la placa positiva a la negativa, dando lugar a óxido de cadmio. Es durante la carga cuando el oxígeno vuelve a pasar de la placa negativa a la positiva.

El electrolito juega un papel de mero conductor, motivo por el que el electrolito apenas sufre, todo lo contrario que en las baterías de plomo, no siendo peligroso, ya que no es ácido y además no produce el típico fenómeno de la sulfatación.

Las materias activas se encuentran en las placas en forma de polvo, contenidas en bolsas de fleje de acero perforado. Las placas positivas y negativas están separadas de tal forma, que las burbujas de gas que se desprenden al final de la descarga ascienden libremente a lo largo de la placa ejerciendo una libre circulación del electrolito, lo que evita la formación de puentes entre las placas, que son la causa de su cortocircuito.

#### *1.7.2.2.3.-Reguladores de carga*

Los módulos fotovoltaicos tienen una tensión nominal superior a la tensión nominal de las baterías o acumuladores usados en las instalaciones. Esto se debe a dos causas:

- La tensión nominal del panel debe ser más elevada, para paliar la disminución que se puede producir debido al aumento de temperatura.
- La tensión a circuito abierto del panel fotovoltaico debe ser siempre mayor que la tensión máxima de batería, para poder ser cargada adecuadamente. pues para alcanzar un pleno estado de carga en una batería de 12 V nominales, necesitamos una tensión mínima de 14 V (2.34 V por elemento de batería).

La misión del regulador se centra, pues, en evitar que, debido a una sobrecarga excesiva proporcionada por el panel, éste pueda en algún momento causar perjuicios al acumulador, acortando la vida del mismo.

En definitiva, el regulador de carga es un equipo capaz de evitar la sobrecarga del acumulador a la vez que limita la tensión de la batería a unos valores adecuados para el mantenimiento, en estado de flotación, del grupo de baterías.

Esta misión es sumamente importante, ya que trabajamos con una fuente de energía variable y estacional. Supongamos, por ejemplo, un consumo fijo durante todos los días del año. Si calculamos el número de módulos solares necesarios, lógicamente deberemos tomar como base la radiación invernal para asegurar el correcto funcionamiento del sistema en la peor época. Sin embargo, esto nos da pie para pensar que, cuando llegue el verano, el valor de la radiación pueda duplicarse, por lo que la producción sería el doble a la calculada para la estación invernal y, por el contrario, el consumo sería el mismo. De no existir un sistema regulador, se produciría un exceso de corriente que sería capaz de hacer hervir el electrolito, con la consiguiente pérdida de agua y deterioro del grupo acumulador, al no estar limitada la tensión.

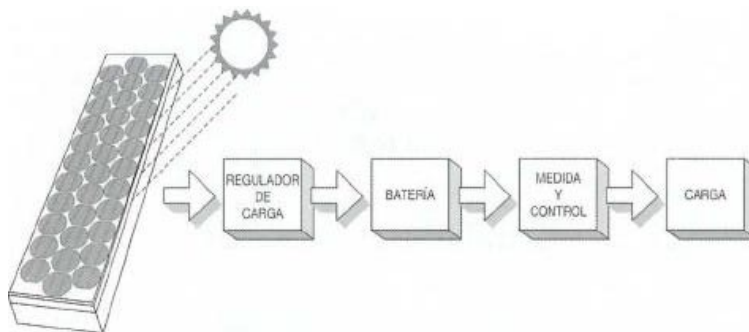


Fig.7.- Elementos de un sistema fotovoltaico.

Habitualmente, el control del estado de carga de las baterías se realiza mediante la medida de la tensión en bornes, usando los datos proporcionados por los diferentes fabricantes, ya que existe una relación entre estos dos parámetros. Así, el circuito de control del regulador de carga sabe cuándo éste debe empezar a actuar limitando la corriente proporcionada por el grupo fotovoltaico.

#### **1.7.2.2.3.1.-Regulador shunt**

Los dispositivos de este tipo, colocados en paralelo con el grupo solar y el sistema de baterías, detectan la tensión de los bornes de la batería, y cuando ese potencial alcanza un valor establecido de antemano, crean una vía de baja resistencia a través del grupo solar, derivando con ello la corriente y apartándola de las baterías.

Un diodo en serie, situado entre el regulador en derivación y la batería, impide que la corriente del acumulador retorne a través del regulador o del grupo solar. Como el sistema al que se está dando energía toma corriente de la batería, su tensión en los bornes descenderá hasta que se desconecte el regulador en derivación y se reanude la carga.

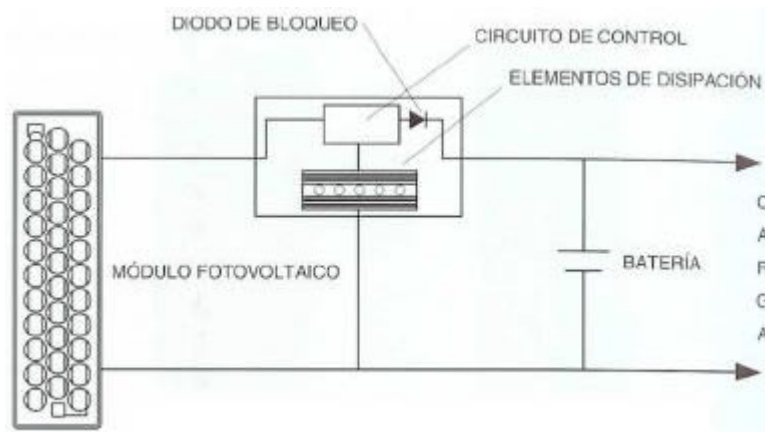


Fig.8.- Esquema con regulador shunt.

Los reguladores del tipo shunt han de disipar toda la corriente de salida del grupo solar cuando el sistema de baterías alcanza el estado de plena carga. Esto resulta una tarea razonable cuando los sistemas eléctricos solares son pequeños, pero con los grandes sistemas se requieren disipadores térmicos de grandes dimensiones o disipadores menores múltiples, lo que conduce a problemas de fiabilidad y de coste elevado

Este tipo de reguladores, está hoy día en desuso, ya que el avance en los microprocesadores y la electrónica en general ha facilitado el diseño de equipos más compactos y con más prestaciones que las que ofrecían aquéllos, con un coste mucho más contenido y la posibilidad de alojarlos en cajas estancas, cosa que no se podía hacer en el caso de los reguladores shunt, puesto que disipan calor y en consecuencia debe dejarse una salida para su evacuación.

#### 1.7.2.2.3.2.-Regulador serie

Se basan en el concepto de regulación en serie, en la que el grupo solar se desconecta del sistema de baterías cuando se logra un estado de plena carga, por lo que es equivalente a un interruptor conectado en serie que proporciona una vía de baja resistencia desde el grupo solar al sistema de baterías durante la carga, y un circuito abierto entre el grupo y la batería cuando ésta se encuentra plenamente cargada.

En el regulador serie que utilice relé electromecánico no se disipa nada de energía en ninguno de los estados, porque cuando está en la posición cerrado no hay caída de tensión en el interruptor y cuando se encuentra en posición abierto no hay paso de corriente. La única potencia consumida es la requerida para el propio funcionamiento de los circuitos de control y, en su caso, la producida por la caída de tensión en el diodo de bloqueo, si se le dota de este elemento al regulador.

Hoy en día se emplean relés de estado sólido, que evitan los considerables tamaños y consumos de las bobinas que necesitaban para su funcionamiento los relés tradicionales, así como la destrucción prematura de sus contactos, especialmente en

tensiones de trabajo de más de 24 V, debido a los arcos voltaicos que es capaz de producir la corriente continua en estos valores.

Se deduce pues, que la calidad de un regulador serie está ligada a la calidad del relé que utiliza, que es lo que dará una vida prolongada a este equipo. Hoy en día, las prestaciones mínimas exigibles a un regulador de carga tipo serie, con uso en sistemas fotovoltaicos, son:

- Relé de estado sólido, de elevada fiabilidad de funcionamiento en el tiempo.
- Selección automática de la tensión de entrada, como mínimo en valores estándar de 12 V y 24 V nominales.
- Sistema de regulación en fases diferenciadas, que nos proporcionen una carga adecuada de los acumuladores, evitando el "todo" o "nada" de los primeros reguladores serie.
- Variación de los niveles de carga con la temperatura, mediante un sensor externo o interno que modifique dichos niveles en función de la temperatura ambiente a que se encuentre el acumulador, asegurando de esta forma una carga adecuada a la batería y evitando la falta de carga o la sobrecarga por variaciones de la temperatura. Esta función es especialmente importante en países donde la diferencia de temperatura entre el invierno y el verano es considerable.

En resumen, los reguladores serie utilizados hoy en día para el control de carga de la batería de acumuladores nos aseguran un eficaz trabajo y una mayor vida de los sistemas fotovoltaicos. En la medida que el sistema de regulación realice fases de carga diferenciadas, podremos asegurar un mayor y mejor nivel de carga.

#### *1.7.2.2.4.-Módulos fotovoltaicos autorregulados*

También existen en el mercado fotovoltaico paneles solares que no necesitan usar regulador de carga. Este hecho proporciona múltiples ventajas en coste y fiabilidad, ya que tan sólo trabajan los dos elementos más robustos: el panel y la batería.

La curva de carga de un módulo fotovoltaico autorregulado tiene que cumplir el requisito básico de lograr un grado elevado de carga en la batería, disminuyendo entonces la corriente producida hasta un mínimo de mantenimiento. De esta forma, se consigue una carga adecuada sin producir evaporación de electrolito.

Para ello es necesario que la relación voltaje-corriente sea inversa, es decir, que una demanda de tensión en la batería que se produzca entre el 90% y el 100% de su estado de carga, haga trasladar el punto de trabajo del panel solar fuera del codo de su curva característica y, en consecuencia, se genere una corriente eléctrica cada vez menor que haga mantener automáticamente el nivel de carga idóneo. Si en ese momento conectáramos algún consumo a la batería, éste haría bajar su voltaje, con lo

cual, el punto de trabajo volvería a desplazarse a lo largo de la curva hasta dar la máxima intensidad posible en función de la radiación solar en ese momento y la tensión a la que quedase la batería.

Habitualmente, el número de células que incorpora un módulo autorregulado se sitúa entre las 30 y las 32, dependiendo de la tensión generada por célula y tipo de curva.

Debemos de tener en cuenta, a la hora de utilizar un sistema fotovoltaico autorregulado, que la capacidad del acumulador ha de estar en proporción con la potencia pico que sea utilizada en el sistema. Según esto, una proporción de 100 Ah de batería por cada 40 Wp de panel sería idónea. Como ejemplo práctico, podríamos suponer que en el caso de tener una potencia total en módulos de 120 Wp a 12 voltios, la capacidad debería rondar los 300 Ah.

Existen determinados casos donde el panel autorregulado no es apropiado, como por ejemplo grandes instalaciones, lugares donde la temperatura pueda ser excesivamente alta y mantenida o, por el contrario, excesivamente fría y con elevada radiación, aplicaciones donde la capacidad de la batería sea muy pequeña, etc. Pero en definitiva, podemos afirmar que el panel autorregulado presenta unas notables ventajas en pequeñas instalaciones remotas donde el mantenimiento sea costoso, o en instalaciones de tipo doméstico, donde habitualmente el número de paneles solares utilizados no es excesivo.

#### *1.7.2.2.5.-Otros equipos par uso en la instalación*

##### **1.7.2.2.5.1.-Sistemas de medida y control**

Son aquellos que nos dan una idea de las magnitudes eléctricas que rigen el sistema fotovoltaico. En general, si sólo disponemos de módulo solar, regulador de carga y acumulador, el sistema funcionará perfectamente, pero no podremos tener "noticia" de lo que ocurre con él. Por el contrario, con tan sólo un amperímetro y un voltímetro, empezaremos a hacernos una idea de a qué régimen carga el panel fotovoltaico, la tensión de la batería, la corriente consumida por los diferentes equipos conexonados, etc. En definitiva, una información de cómo se encuentra el sistema.

Son muchos los equipos del mercado que incluyen estas funciones, pero en la mayoría de los casos se encuentran incorporados al propio regulador.

Muchos de estos sistemas de medida llevan incorporada una alarma acústica, que nos avisa en el caso de producirse una descarga importante, indicándonos con antelación de un posible deterioro del subsistema de almacenamiento.

Otro tipo de alarmas son las que trabajan por alta y baja tensión de batería mediante relé libre de potencial. Este tipo de señales son introducidas en las



instalaciones de telecomunicación a los sistemas de transmisión para dar señal de fallo en el centro de recepción de señales remotas, y de esta forma detectar posibles averías con anterioridad a que se produzcan. Una señal de alarma por alta tensión de batería, significa casi con toda seguridad un fallo en los sistemas de regulación, y la alarma por baja tensión de batería sería equivalente a lo comentado respecto a la alarma acústica. En ciertos equipos, además, en paralelo con la alarma de baja tensión, se suele añadir otro relé adicional que puede arrancar un equipo auxiliar de carga, como pudiera ser un grupo electrógeno, para recargar la batería o hacerse cargo de los consumos, con el fin de evitar la parada de la instalación.

#### 1.7.2.2.5.2.-Desconectores

Existen muchos casos donde los sistemas fotovoltaicos están totalmente desatendidos, como pueden ser: repetidores de TV, equipos de toma de datos, sistemas de riego automático, etc. En todas estas utilidades no se usa un sistema acústico o visual de alarma por baja tensión, ya que nadie podría verlo ni escucharlo, y en algunos casos tampoco pueden acoplarse los sistemas con relé libre de potencial, pues se necesitaría un equipo transmisor independiente que podría ser costoso. Para este caso se han diseñado unos aparatos que en el momento que la tensión de batería se iguala a una tensión de referencia (previamente ajustada), hacen que se abra un relé que interrumpe la alimentación de la carga conectada a la batería. Cuando la batería se ha recuperado, este contacto de relé vuelve a cerrarse, reanudándose la alimentación.

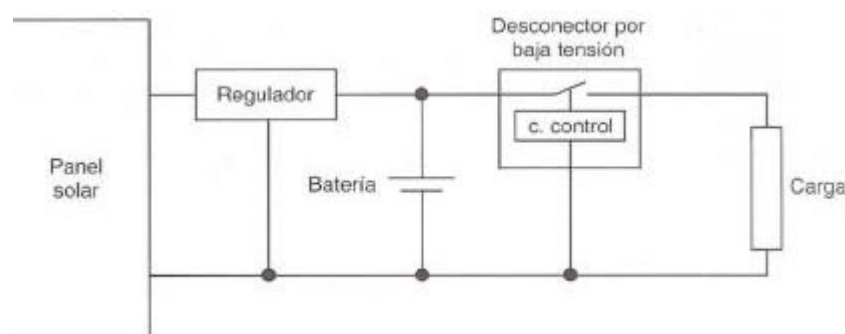


Fig.9.- Esquema con desconector.

#### 1.7.2.2.5.3.-Interruptores horarios

Estos aparatos son muy utilizados en aquellos casos donde necesitamos una serie de maniobras (conexiones y desconexiones) de una forma automática, dado que la instalación está normalmente desatendida, como por ejemplo en alumbrado público.

La gran ventaja de este tipo de interruptores horarios es que se encuentran en versiones de 12 Vcc, 24 Vcc y 48 Vcc y la cadencia de tiempo entre maniobra y maniobra es de media hora, lo que da como resultado 48 maniobras diarias máximas.

Algunos de estos modelos tienen la posibilidad de que al abrir un circuito se cierre otro, lo cual les confiere todavía más utilidad a estos equipos.

Existen en el mercado interruptores electrónicos que incorporan un sinfín de posibilidades de maniobras y selección de actuaciones, pudiendo accionar los circuitos por días, semanas o meses, de forma conjunta o independiente.

#### 1.7.2.2.5.4.-Temporizadores

Existen muchas instalaciones fotovoltaicas donde es preciso temporizar una carga durante un tiempo determinado. Generalmente son utilizados en la práctica dos tipos de temporizadores, uno que limita siempre el mismo tiempo de uso y otro en el que este tiempo puede ser variado a voluntad.

*Temporizador a tiempo fijo.*

Es un pequeño circuito, alimentado habitualmente a 12 V, 24 V o 48 V, que es actuado mediante un pulsador, dando en ese momento alimentación a la carga y temporizando su funcionamiento durante un tiempo, determinado en su diseño, pero siempre fijo para cada actuación.

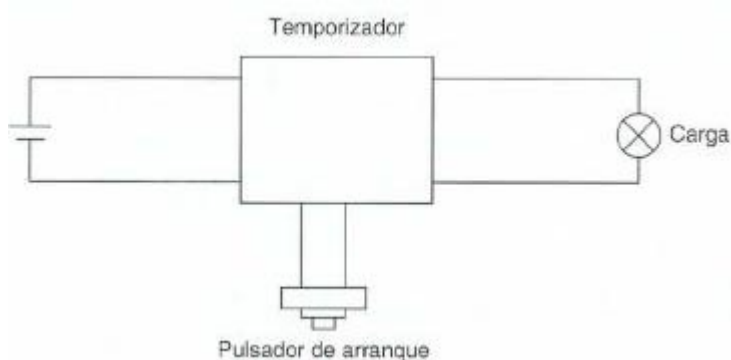


Fig.10.- Esquema con temporizador a tiempo fijo.

*Temporizador a tiempo variable.*

En el temporizador a tiempo variable, el circuito ha sido diseñado para que los valores de tiempo se puedan modificar cómodamente. Estos cambios pueden ser accesibles mediante microinterruptores, puentes, potenciómetros, por programación con pulsadores o mezcla de estos sistemas.

Una de las aplicaciones del sistema de temporización a tiempo variable, son los controles de encendido y apagado de farolas fotovoltaicas. En estos sistemas el encendido de la luz se realiza usualmente cuando el Sol se oculta, y para ello se dispone de una fotocélula o un circuito adicional de detección de baja tensión del propio módulo fotovoltaico, que da la orden de cierre del circuito, empezando entonces la temporización del elemento lumínico empleado (generalmente lámparas de ahorro de energía tipo PL o lámparas de sodio a baja presión SOX).

Hoy en día la industria fotovoltaica ofrece este tipo de temporizadores programables después de la puesta de sol con regulador incorporado, de tal forma que sólo necesitaríamos conectar el panel solar, la batería y el consumo, procediendo posteriormente al ajuste de la temporización deseada, así como al del nivel umbral al cual queremos que comience la temporización.

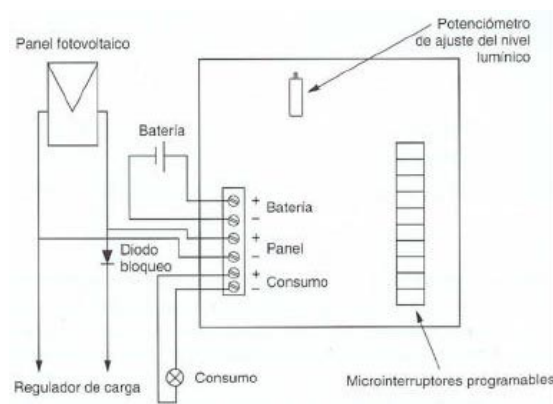


Fig.11.- Esquema con temporizador a tiempo variable.

#### 1.7.2.2.5.5.-Convertidores continua-continua

Existen algunas aplicaciones en las que es preciso alimentar eléctricamente varios equipos, dándose el caso de no poder hacer coincidir las tensiones de funcionamiento. Para esos casos el uso de un convertidor continua-continua (cc/cc) se hace totalmente imprescindible, ya que sería una mala solución el tomar tensiones parciales del grupo de baterías, pues generaría pasos de corriente entre elementos que no favorecerían la vida de éstos. En la figura vemos un caso típico de grupo solar a 24 V con una salida de 12 V.

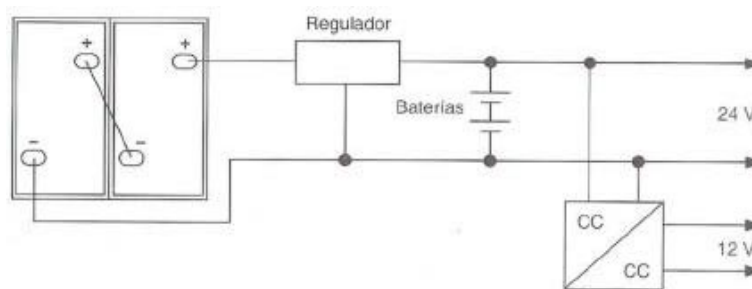


Fig.12.- Esquema caso típico de grupo solar a 24 V con una salida de 12 V.

Mediante el uso de convertidores cc/cc la descarga de la batería se hace por igual, a la vez que se consigue, en el equipo que usa el convertidor, una tensión totalmente estable que favorecerá el perfecto funcionamiento de éste.

En un convertidor cc/cc la corriente continua es transformada a corriente alterna mediante el uso de un inversor, y una vez que este cambio está realizado, elevamos o reducimos su voltaje mediante un transformador hasta el valor adecuado, para volver a convertir a corriente continua. De esta forma conseguimos la tensión adecuada, con la ventaja del aislamiento galvánico que nos produce el transformador.



Fig.13.- Esquema convertidor cc/cc.

Hemos de tener en cuenta que en todo cálculo que realicemos con convertidores cc/cc, hay que aumentar las pérdidas por rendimiento del propio equipo convertidor para evitar quedarnos cortos en el cálculo del consumo.

Existen otro tipo de aparatos que cumplen la misión de disminuir la tensión de línea: los estabilizadores. Estos equipos electrónicos presentan una buena fiabilidad, tensión estable de salida y bajo precio respecto a los convertidores cc/cc descritos anteriormente, pero presentan el inconveniente de que el consumo en amperios del receptor es el mismo que el que se produce en la fuente primaria, y por lo tanto, el consumo real es elevado.

Así, si disponemos de una fuente de 24 V y deseamos alimentar una carga de 1 A a 12 V, tenemos dos opciones: utilizar un convertidor cc/cc o emplear un estabilizador electrónico. Si usamos el convertidor, el consumo será de 12 W más el debido al rendimiento de éste, que si suponemos del 80 %, nos daría un consumo en la línea de 15 W ( $12 \text{ W} / 0.8 = 15 \text{ W}$ ). Ahora bien, si utilizamos el estabilizador, el consumo sería de 24 W más el propio consumo interno del equipo, ya que lo único que hace es reducir la tensión, pero la intensidad consumida a 12 V es absorbida íntegramente de la línea de 24 V  $\times$  1 A = 24 W. Vemos entonces la diferencia entre uno y otro equipo, que será sustancialmente más grande cuanto mayor sea el número de amperios consumidos por la carga.

#### 1.7.2.2.5.6.-Convertidores de acoplamiento

Estos dispositivos consiguen aumentar de forma apreciable la intensidad eléctrica suministrada por el generador solar a la batería. Para comprender cómo se producen estos amperios adicionales es necesario realizar algunas consideraciones previas sobre los módulos fotovoltaicos y su funcionamiento directo sobre los acumuladores.

En sistemas autónomos con batería, hay una gran diferencia entre la potencia nominal del módulo y la potencia útil que realmente se aprovecha, ya que el módulo fotovoltaico, cuando trabaja a tensiones inferiores a su punto de máxima potencia, proporciona una intensidad prácticamente constante.

Tomemos como ejemplo un módulo cuyos datos en el punto de máxima potencia de su curva típica fueran: 53 W a 17.4 V y 3.05 A. Cuando lo conectáramos directamente a un acumulador cuya tensión entre bornes en ese momento fuera de 12 V, el módulo tendría que trabajar a 12 V. En estas condiciones, si dispusiéramos de radiación solar pico, el módulo fotovoltaico generaría una intensidad de 3.05 A. Si calculamos ahora la potencia que el módulo está entregando realmente en esta situación, nos daría:  $3.05 \text{ A} \times 12 \text{ V} = 36.6 \text{ W}$

Es decir, de los 53 W disponibles teóricamente del módulo, cuando se carga directamente una batería que tiene 12 V de tensión en sus bornes, la potencia aprovechada es de tan sólo 36.6 W, lo que supone casi un 31 % menos de lo que se podría esperar.

Los 16.4 W que faltan hasta completar los 53 W máximos que puede dar este módulo a  $100 \text{ mW/cm}^2$  no han sido generados, ya que la curva característica de funcionamiento del módulo a 12 V proporciona los mismos 3.05 A que si se trabaja a 17.4 V.

Este exceso de tensión en los módulos es absolutamente necesario, ya que permite su funcionamiento en situaciones particulares, como :

- Si la temperatura ambiente a que está sometido el módulo es muy elevada, la tensión del mismo descende.
- Si la tensión en bornes de la batería es alta el módulo debe continuar la carga, por lo que la corriente correspondiente al punto de trabajo del módulo debe ser suficiente.
- Las características del módulo deben ser tales que se puedan absorber con comodidad las posibles caídas que se produzcan hasta el acumulador debido a diodos de bloqueo, relés de los elementos de regulación, etc.

Por tanto, los módulos fotovoltaicos necesitan unas características I-V en exceso, que garanticen la carga en situaciones como las expuestas, aunque este exceso no sea aprovechado normalmente.

La instalación de un convertidor de acoplamiento permite el trabajo del módulo fotovoltaico a una tensión superior a la del acumulador, convirtiendo el exceso de tensión del panel en potencia disponible para contribuir a una mayor carga en amperios del acumulador, recibiendo este efecto el nombre de ganancia. Aprovecha, pues, la diferencia de tensiones de trabajo entre el módulo y el acumulador. Cuando la tensión de la batería es baja, dicha diferencia es mayor, y por lo tanto la ganancia aumenta.

En cambio, a medida que el acumulador aumenta de tensión, se reduce la diferencia, y por lo tanto también la ganancia, si bien es cierto que en ese momento el aprovechamiento de los recursos del módulo es óptimo.

En términos generales, la ganancia de un convertidor de acoplamiento es tanto mayor cuanto más se necesita de su trabajo.

Estos equipos, dentro de una instalación solar, son intercalados entre el panel solar y el equipo de regulación, no necesitando ningún ajuste ni cuidado especial.

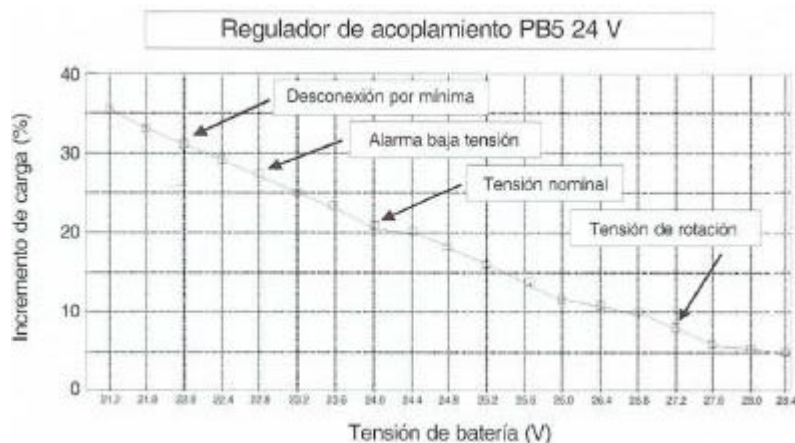


Fig.14.- Curva característica de un regulador de acoplamiento.

#### 1.7.2.2.5.7.-Convertidores continua-alterna

Los convertidores continua-alterna, llamados inversores u onduladores, son dispositivos que convierten la corriente continua de una batería en corriente alterna.

Un convertidor cc/ca consta de un circuito electrónico, realizado con transistores o tiristores, que trocea la corriente continua, alternándola y creando una onda de forma cuadrada. Este tipo de onda puede ser ya utilizada después de haberla hecho pasar por un transformador que la eleve de tensión, obteniendo entonces los denominados convertidores de onda cuadrada, o bien, si se filtra, obtener una forma de onda sinusoidal igual a la de la red eléctrica.



Fig.15.- Esquema convertidor cc/ca.

Para muchas aplicaciones en energía solar, es suficiente utilizar convertidores de onda cuadrada, pues las cargas no son especialmente sofisticadas (luces incandescentes, pequeños motores, etc.) y presentan habitualmente un rendimiento más elevado, ya que al no existir filtro, las pérdidas son más pequeñas.

Si utilizamos convertidores cc/ca, debemos reflejar en los cálculos el rendimiento de este equipo y tener además muy en cuenta que el mismo puede disminuir a medida que utilizamos menos potencia de la nominal del equipo inversor. Por ejemplo, un convertidor de 1000 W que tenga un rendimiento del 90% significa que, si nosotros sacamos de ese equipo los 1000 W, él absorberá a la batería 1111 W, pues:

$\eta = \text{Potencia de salida} / \text{Potencia de entrada}$ , luego:

$$\text{Potencia de entrada} = \text{Potencia de salida} / \eta = 1000 \text{ W} / 0.9 = 1111 \text{ W}$$

Ahora bien, si no exigimos del convertidor los 1000 W, sino que nuestra utilización se limita a 500 W, el rendimiento puede ser más bajo, ya que el consumo interior del equipo sería prácticamente el mismo. El valor de este rendimiento se debe buscar en los datos proporcionados por el fabricante, pues en muchas de las aplicaciones el consumo nominal del equipo será variable, por lo que tendremos que promediar este valor aproximándonos al rendimiento medio de las diferentes potencias consumidas.

La gama de convertidores en el mercado es amplia, tanto en onda cuadrada como en onda senoidal, y la decisión de utilizar uno u otro se deberá tomar en función del tipo de carga que se le conecte, aunque lógicamente, el que siempre alimentará correctamente la carga será el de onda senoidal que, en contrapartida, presenta un coste más alto.

Otra posibilidad de elección en los convertidores es el arranque automático, que consiste en un circuito adicional que al detectar la conexión de una carga, automáticamente da orden a la etapa de potencia del convertidor para su puesta en marcha. Una vez que la carga deja de consumir, el convertidor se para y tan sólo queda en funcionamiento el equipo detector, con un bajo consumo. Es muy interesante usar estos convertidores cuando los consumos se conectan y desconectan varias veces al día. Si, por el contrario, el uso fuera esporádico, convendría entonces utilizar uno de encendido manual, que reduciría el coste. Se debe tener en cuenta que los convertidores de arranque automático habitualmente necesitan una potencia de unos 20 W aproximadamente para detectar su conexión. Por debajo de esta potencia el inversor no arranca.

Es cada día más frecuente y extendido el uso de inversores, salvando así las caras y tediosas instalaciones en corriente continua. En gran medida, este hecho se produce por la aparición de las lámparas fluorescentes de encendido electrónico, que representan un ahorro energético de hasta cinco veces con respecto a las de incandescencia.

Pueden encontrarse algunos modelos de inversores susceptibles de conectarse en paralelo, lo cual nos añade una ventaja adicional importante a la hora de ampliaciones en las instalaciones ya realizadas, al evitarnos prescindir del que ya teníamos, y simplemente añadiéndole otro más pasamos a tener el doble de la potencia instalada en

un principio. Por otra parte, en el caso de avería de uno de los equipos, siempre tendríamos un inversor en servicio que se hiciera cargo de las cargas esenciales.

Otra variante es el inversor cargador. Se trata de un inversor reversible, es decir, utilizando un símil, si la corriente circula de izquierda a derecha (de batería a consumo a través del inversor), nos convierte la corriente continua en alterna, como cualquier inversor convencional, y si ponemos una fuente de corriente alterna (usualmente un grupo electrógeno) en bornes de salida del inversor y la corriente va de derecha a izquierda, se comportará como un rectificador, cargando la batería. Esto representa una cierta ventaja en instalaciones que dispongan de grupo electrógeno, ya que ante una emergencia podremos cargar la batería usando un solo equipo (el inversor cargador), o bien, en utilizaciones de dicho grupo, aprovechar el remanente de energía para reponer carga en la batería. El único condicionante es que sólo puede hacer una de las dos cosas, o invierte y pasa de continua a alterna, o rectifica y pasa de alterna a continua, por lo que tendremos que cablear la instalación de tal forma que podamos usar estas dos funciones sin producir averías indeseadas.

#### *1.7.2.2.6.-Estructuras soporte para paneles fotovoltaicos*

La estructura soporte asegura el anclaje del generador solar y proporciona la orientación y el ángulo de inclinación idóneo para el mejor aprovechamiento de la radiación, siendo los encargados de hacer a los módulos y paneles fotovoltaicos resistentes a la acción ejercida por los elementos atmosféricos.

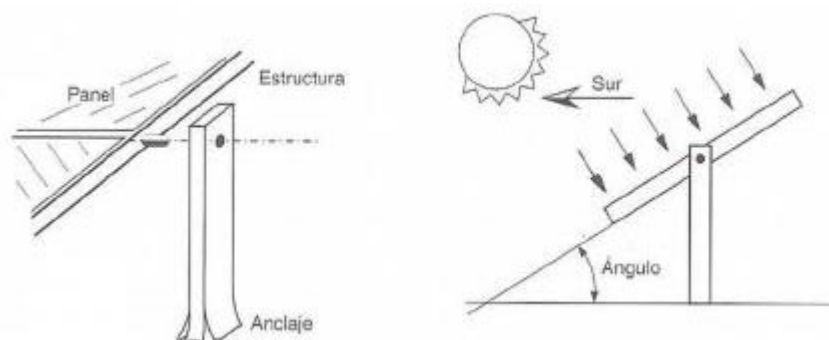


Fig.16.- Detalles de los soportes.

También debemos tener cuidado con la nieve, lluvia, heladas, tipo de ambiente donde se encuentra la instalación, etc. Algunas de las acciones descritas (nieve, lluvia) afectan al emplazamiento y forma del soporte de sustentación, mientras que las heladas o determinados ambientes (por ejemplo, los cercanos a las costas) afectan más al tipo de materiales empleados para la construcción de las estructuras.

En cuanto a la orientación, ésta ha de ser siempre Sur (si estamos en el hemisferio norte), pues es la única posición donde aprovechamos, de una forma total, la radiación emitida por el Sol a lo largo de todo el día. Tan sólo en circunstancias muy



especiales podremos variar ligeramente la orientación hacia el poniente o el levante, como puede ser en el caso de existir un obstáculo (montaña, edificio, etc.) que durante un cierto período impida aprovechar la radiación directa del Sol. Entonces puede ser interesante orientar el panel solar unos grados hacia la derecha, si la sombra se produce a primeras horas de la mañana, para aprovechar al máximo el sol a su puesta, o bien, por el contrario, orientar el conjunto fotovoltaico hacia la izquierda si el obstáculo se encuentra al atardecer. Hemos de decir que esto no representa un incremento grande en cuanto a la potencia eléctrica generada, ya que la salida y la puesta de Sol son los momentos de radiación más débil. No obstante, puede notarse algo más en la estación estival, cuando el Sol tiene su mayor recorrido.

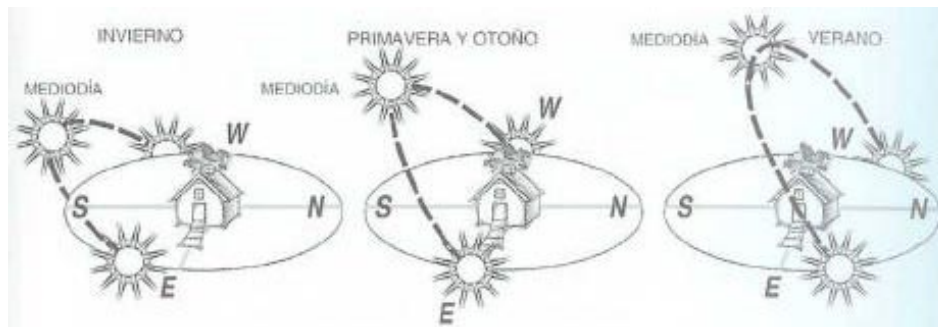


Fig.17.- Ciclo solar en función de las estaciones.

En el esquema de la figura anterior podemos observar el corto recorrido en invierno, a la vez que comprobamos que la trayectoria de la radiación es entonces más horizontal que en verano. Es ésta la causa por la que la inclinación de los paneles fotovoltaicos suele ser grande, de tal forma que aprovechemos lo más posible la escasa radiación invernal, haciendo incidir sus rayos normalmente. Como consecuencia, se produce una pérdida en verano que podría ser compensada, si así se diseña el soporte, variando la inclinación del conjunto a un ángulo de inferior valor, volviendo a hacer incidir los rayos solares en un ángulo lo más cercano a los  $90^\circ$  sobre la superficie del panel solar.

## Tipos de estructura

En la figura siguiente se representan cuatro formas típicas de colocar un grupo de módulos fotovoltaicos, que comentaremos seguidamente.

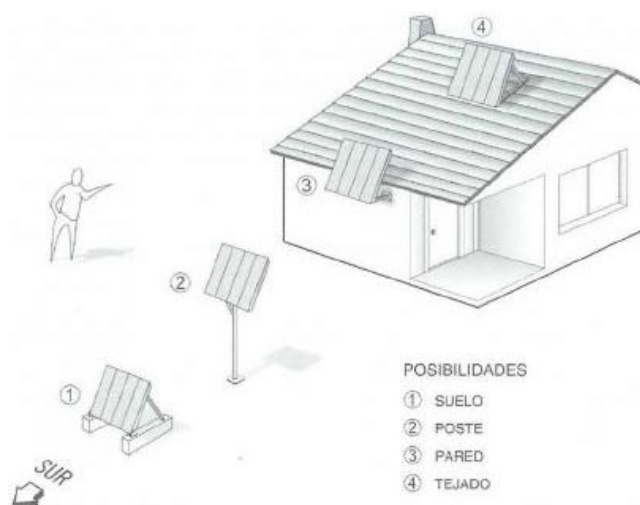


Fig.18.- Posibilidades de colocación de módulos fotovoltaicos.

a) Es la forma clásica. Muy robusta. En esta disposición la acción del viento es menor, pues a mayor altura, mayor es la fuerza del viento. Gran facilidad para su instalación, tanto de la propia estructura soporte como de los paneles fotovoltaicos. Como inconvenientes su excesiva accesibilidad y la mayor probabilidad de que puedan producirse sombras parciales. A la mayoría de estas instalaciones se las suele proteger por medio de un cerramiento metálico. El montaje de este tipo de sustentación del conjunto solar no es demasiado apropiado para aplicaciones en montaña, donde pueda producirse la presencia de nieve, que podría llegar a dejar inmersos en ella a los paneles.

b) Usado principalmente en instalaciones donde ya se disponga de un mástil. Las instalaciones recomendadas no deben ser muy grandes, contando con poco más de un metro cuadrado de superficie de módulos, ya que si ésta es mayor, nos obligaría a sobredimensionar e incluso arriar el mástil, siendo posible entonces que otro sistema pudiera ser más económico y de más fácil montaje. Es muy utilizado en las instalaciones de repetidores, donde ya se dispone de una antena que puede hacer las veces de mástil.

c) Consiste en acoplar la estructura a una de las paredes del recinto. Seguridad debido a la altura, estructura liviana. Puede este sistema adaptarse mediante tacos de expansión o bien realizando una pequeña obra donde se inserte la estructura. La acción del viento queda drásticamente disminuida. El inconveniente es que una de las fachadas dé al Sur. Cualquier variación presentará problemas accesorios.

d) La instalación en la cubierta de un edificio es uno de los métodos más usados a la hora de realizar el montaje de un equipo solar, ya que normalmente siempre podremos disponer del lugar adecuado para garantizar la perfecta orientación, además

de suficiente espacio. Lo comentado para el caso de la instalación sobre el suelo, respecto a los problemas con la nieve, debe ser tenido también en cuenta en este caso.

### Sombras entre filas de módulos fotovoltaicos

Se da el caso de que cuando existe un gran número de módulos fotovoltaicos a instalar y no se dispone de mucho espacio, es necesario juntar las filas de paneles y esto puede traer como consecuencia que (especialmente en invierno) se produzcan sombras de una a otra fila. La posibilidad de que en verano puedan darse sombra unas filas a otras es mucho menor, ya que el recorrido del Sol es más alto, y por lo tanto, la sombra arrojada por la fila precedente es más pequeña.

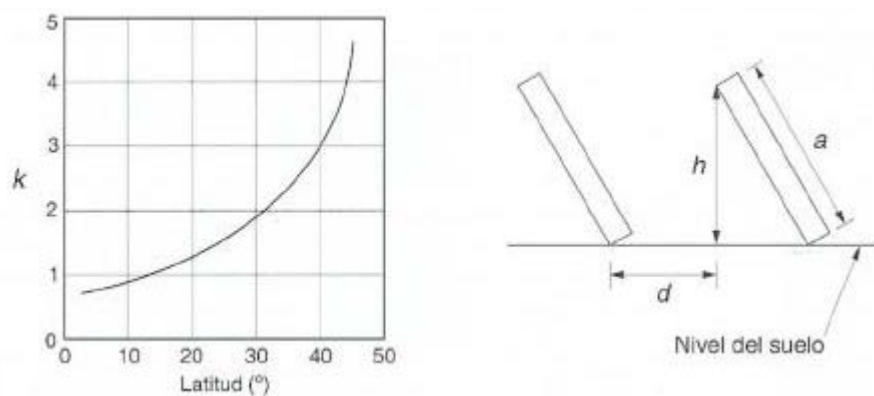


Fig.19.- Curva K-latitud y distancias entre paneles.

La distancia mínima entre fila y fila está marcada por la latitud del lugar de la instalación, dado que el ángulo de incidencia solar varía también con este parámetro. Supongamos que debemos disponer una serie de módulos solares en fila, tal y como se representa en la figura 19, donde  $a$  es la altura de los módulos colocados en el bastidor,  $h$  la altura máxima alcanzada y  $d$  la distancia mínima entre fila y fila capaz de no producir sombras interactivas. Una vez que disponemos del valor  $a$ , y de la latitud del lugar, estamos en disposición de buscar el factor  $h$ . dado por la curva, y seguidamente trasladándonos a la tabla siguiente, donde quedan representados por un lado el valor de  $a$  y por otro el ángulo de inclinación que se va a dar al conjunto, obtener el valor de  $h$ . La fórmula que nos da la distancia  $a$ ; entre filas sucesivas de paneles será:  $d=k \cdot h$ .

Valores de  $h$  ( $h = a \text{ sen } \alpha$ )

Ángulo de inclinación ▼	$a$		
	1.5 m	2.7 m	4 m
15°	0.38	0.69	1.03
20°	0.51	0.92	1.36
25°	0.63	1.14	1.69
30°	0.75	1.35	2.00
35°	0.86	1.54	2.29
40°	0.96	1.73	2.57
45°	1.06	1.90	2.82
50°	1.14	2.06	3.06
55°	1.22	2.21	3.27
60°	1.29	2.33	3.46
65°	1.35	2.44	3.62
70°	1.40	2.53	3.75
75°	1.44	2.60	3.86

### Ejemplo de aplicación.

Supongamos que debemos disponer 30 módulos fotovoltaicos, de unas dimensiones de 35 cm x 120 cm cada uno, en tres filas consecutivas ocupando el menor espacio posible al disminuir al máximo la distancia entre las mismas. La latitud del lugar de ubicación es de 30° Norte.

El primer paso será distribuir los módulos en tres filas, realizando tres conjuntos de 10 módulos. Las dimensiones de los marcos soporte serán de 1.4 m x 3.5 m, tal y como se puede ver en la figura. La inclinación del conjunto será 50° sobre la horizontal para favorecer la radiación invernal.

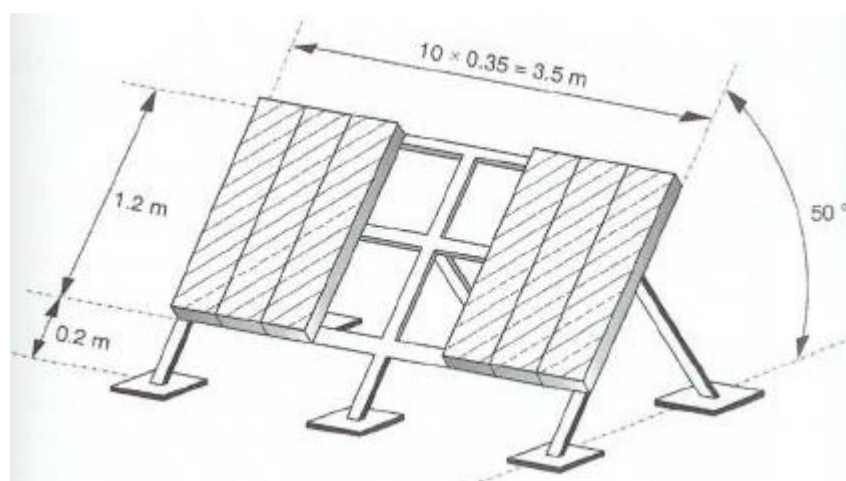
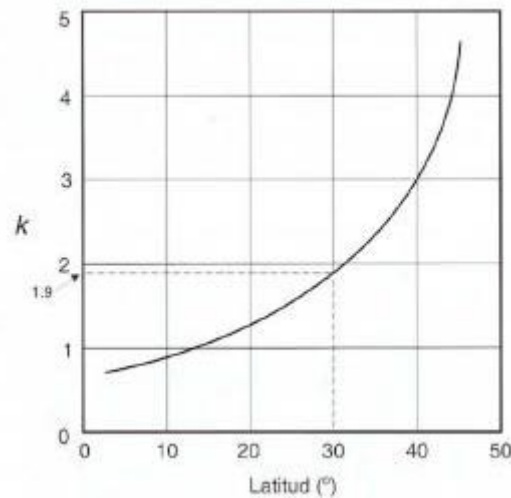


Fig.20.- Modelo de ejemplo de aplicación.

Si observamos en la curva k-latitud, el valor de k para una latitud de 30° resulta ser de 1.9.



Una vez conocido este valor y sabiendo que el de la variable  $a$  es, en este caso, de 1.4 m (resultado de sumar la altura del panel más los 20 cm de la pata de la estructura), buscaremos en la tabla el valor de  $h$  en la columna de 1.5 m para 50° de inclinación y que resulta ser de 1.14.

Ángulo de inclinación ▼	$a$		
	1.5 m	2.7 m	4 m
15°	0.38	0.69	1.03
20°	0.51	0.92	1.36
Ángulo de inclinación ▼	$a$		
	1.5 m	2.7 m	4 m
30°	0.75	1.35	2.00
35°	0.86	1.54	2.29
40°	0.96	1.73	2.57
45°	1.06	1.90	2.82
50°	<b>1.14</b>	2.06	3.06
55°	1.22	2.21	3.27
60°	1.29	2.33	3.46
65°	1.35	2.44	3.62
70°	1.40	2.53	3.75
75°	1.44	2.60	3.86

Entonces, aplicando la fórmula:

$$d=k \cdot h \text{ tenemos: } \underline{d= 1.9 \times 1.14 = 2.16 \text{ m}}$$

Por lo tanto, la distancia mínima necesaria entre cada fila de paneles será de 2.16 m. De esta manera dispondríamos las tres filas de 10 módulos separadas un mínimo de 2.16 m entre ellas.

#### *1.7.2.2.7.-Efectos de los agentes atmosféricos*

Los módulos solares, sus conexiones y estructuras soporte, se encuentran completamente a la intemperie, y esto requiere una cuidadosa selección de los materiales, tanto más cuanto más duras sean las condiciones atmosféricas que se presenten.

La primera regla para dimensionar y definir todos y cada uno de los elementos que formarán el conjunto fotovoltaico es obtener la mayor cantidad de datos de la Zona en cuestión: vientos (frecuencia e intensidad), temperaturas (máximas como mínimas), pluviometría, presencia de nieve en determinadas épocas del año, tipo de ambiente (si es o no corrosivo), nieblas, etc. Estos factores nos serán también muy útiles para el cálculo de los módulos fotovoltaicos, así como de la capacidad del acumulador.

Si los vientos son fuertes, la estructura soporte de los módulos debe estar prevista para poder dejar un hueco entre módulo y módulo, con el fin de que el aire pueda circular entre ellos, ejerciendo menos presión que si los paneles fotovoltaicos quedan pegados unos a otros. Esta distancia puede estar alrededor de los dos centímetros.

Como ya se ha mencionado anteriormente, debemos tener muy en cuenta la posibilidad de que, si existen precipitaciones en forma de nieve, éstas pueden llegar a tapar los módulos solares. Para evitarlo elevaremos la base de la estructura lo suficiente como para permitir que la nieve se amontone sin perjudicar a la superficie captadora.

Es aconsejable, en todos los casos, la inserción de tirantes entre las patas de la estructura para obtener una mayor resistencia mecánica del soporte.

Hay que prestar especial atención a los ambientes marinos, esto es debido al alto poder corrosivo que poseen. Si la estructura está en contacto con el agua del mar (boyas de señalización, plataformas, etc.), el problema se agudiza, debiendo utilizarse en este caso el acero inoxidable o acero con doble galvanizado en caliente, para dotarle de un grosor mucho más elevado del que habitualmente se aporta para instalaciones en ambientes más benignos.

La lluvia sobre los componentes metálicos no representa en sí misma nada más que la posibilidad de un aumento de la velocidad de oxidación. Ahora bien, como se ha mencionado anteriormente, la instalación consta además de otros componentes como son las uniones eléctricas, cables de conexión, etc. Estos elementos deben ser estancos, con el fin de evitar posibles cortocircuitos producidos por el agua de lluvia. Es aconsejable que los módulos solares dispongan de una caja de conexiones estanca, o bien, si los terminales están desnudos, que queden protegidos después de realizar la conexión, mediante un capuchón de goma. Todos los conductores eléctricos deben estar suficientemente aislados, e incluso se podría recomendar el utilizar en las partes exteriores cables de manguera de doble capa bajo un tubo plástico resistente.

Debemos pensar que las instalaciones solares fotovoltaicas no siempre son definitivas e inamovibles. Por esta razón se debe prestar suma atención a las partes de

amarre ya que en un determinado momento puede ser necesaria la sustitución de un módulo o la ampliación en tamaño del soporte fotovoltaico, por haber crecido la demanda de potencia. Por este motivo se han de usar buenos materiales en tornillería.

Como último detalle, no se debe olvidar nunca el uso de silicona en todas aquellas uniones o puntos débiles frente al agua y la humedad, sellando de esta forma conexiones eléctricas, cajas, juntas, etc.

### **1.7.3.-Instalación eléctrica**

#### **1.7.3.1.-Instalación de alta tensión**

##### ***1.7.3.1.1.-Suministro eléctrico***

##### **1.7.3.1.1.1.-Suministro normal**

Siendo la previsión de cargas de la instalación objeto del presente proyecto de 1669,4 kVA, tal y como consta en la Memoria de Calculo, y de acuerdo con el real decreto 1955/2000, se reserva un local destinado al montaje de un centro de transformación. Dadas las características del complejo, y por recomendación de la empresa suministradora de energía, se opta por un centro de transformación de obra civil situado en la planta subterránea 2 del edificio tal como se informa en el plano adjunto.

El suministro de energía eléctrica se efectuará a una tensión de servicio de 25 kV y a una frecuencia de 50 Hz, siendo la compañía eléctrica suministradora GESA-ENDESA.

El centro de transformación se alimentará en derivación de la red subterránea de media tensión, mediante tres conductores unipolares de Al 1 x 240 mm<sup>2</sup> 18/30 kV fabricados en triple extrusión simultánea.

Se dispondrán de dos transformadores de 1000 kVA de relación 25/0.40 kV, definido en el apartado dedicado al centro de transformación.

##### **1.7.3.1.1.2.- Suministro de reserva**

Para mantener un servicio restringido de los elementos de funcionamiento indispensables de la instalación, hasta la potencia mínima del 50% de la potencia total contratada para el suministro normal, se ha previsto un suministro de reserva a través de un Grupo Electrógeno propiedad del hotel.

Este suministro es obligatorio según RBT ITC-28 *Instalaciones en locales de pública concurrencia*.

El Grupo Electrógeno tendrá un cuadro eléctrico preparado para la puesta en marcha automática en los siguientes casos:

- Falta de suministro eléctrico por parte de la Compañía.
- Descenso de la tensión de suministro por debajo de un 70% de la tensión nominal.
- Fallo de una fase.

Al ocurrir alguno de los casos anteriores de desconectar la red de consumo del suministro, arrancará el grupo eléctrico y se reanudará el suministro al consumo



alimentado por el grupo. Al normalizarse el suministro de la compañía se desconectará el grupo y se reanudará el suministro normal.

Todas estas operaciones anteriormente descritas se realizarán de forma automática en un tiempo de 5 segundos aproximadamente.

#### *1.7.3.1.2.-Potencia Instalada. Potencia contratada.*

##### **1.7.3.1.2.1.-Suministro normal**

Sumando las potencias totales instaladas en el Hotel, el resultado es de 1669,4 kW. Estudiando las diferentes utilidades de las potencias instaladas, aplicando los correspondientes coeficientes de simultaneidad reflejados en la Memoria de Cálculo y de acuerdo a las indicaciones de la compañía suministradora la potencia total a suministrar por parte de la compañía es de 1670 kW.

##### **1.7.3.1.2.2.-Suministro de reserva**

La potencia prevista para el suministro de reserva deberá satisfacer los servicios básicos del Hotel, tales como:

###### **1. Alumbrado:**

Pasillos de todas las plantas y escaleras., Alumbrado de emergencia y señalización, Alumbrado permanente del parking.

###### **2. Otros:**

Ascensores, neveras y cámaras frigoríficas, puertas de entrada, grupos de presión, central contar incendios, telefonía y megáfono, tomas de corriente, aire acondicionado en zonas comunes.

Aproximadamente la potencia prevista para el suministro de reserva será de unos 600 kW.

#### *1.7.3.1.3.- Descripción del centro de transformación*

La demanda prevista de energía será de 1669,4 kW, y en base a ello se instalarán dos transformadores en baño de aceite de silicona.

Se instalarán los transformadores de dicho tipo debido a que esta instalación está en la planta del parking de dicho hotel con el peligro de incendio y explosión que eso supone tener transformadores en baño de aceite.

La potencia de cada uno de los transformadores será de 1000 kVA ya que según normas de la compañía no se pueden instalar transformadores con potencia superior a 1000 kVA.

También cabe mencionar que el instalar dos transformadores en paralelo de las mismas características mejora la garantía de suministro.

#### **1.7.3.1.3.1.-Características generales del centro de transformación**

El centro de transformación objeto del presente proyecto será de tipo interior, empleando para su aparellaje celdas prefabricadas bajo envoltorio metálica según norma UNE-20.099.

La acometida al mismo será subterránea, alimentando al centro mediante una red de media tensión, y el suministro de energía se efectuará a una tensión de servicio de 25 kV y una frecuencia de 50 Hz.

##### 1.7.3.1.3.1.1.-Características celdas SM6 36kV

La maniobra y protección de la red de alta tensión, se realiza mediante cabinas prefabricadas de Merlin Gerin del tipo SM6-36, que incluyen los circuitos de potencia, medición y protección adecuados, tanto locales como remotos.

Las cabinas de entrada, interconexión y protección de los transformadores, llevan seccionador SF6 en carga, motorizado, seccionador de puesta a tierra para descargar líneas, pilotos de presencia de tensión y limitadores de sobretensión.

Las cabinas de entrada y salida a primario de los transformadores, están equipados con relés SEPAM 2000 B03, con los transformadores de protección (3TT y 3TI) para las protecciones siguientes:

- Disparo por sobreintensidad de fase (50).
- Disparo por sobreintensidad del neutro (51).
- Protección homopolar (50-51N).

Las celdas de la serie SM6 de Merlin Gerin, celdas modulares de aislamiento en aire equipadas de aparellaje fijo, utilizan el hexafluoruro de azufre como elemento de corte y extinción de arco.

Responderán en su concepción y fabricación a la definición de aparamenta bajo envoltorio metálica compartimentada de acuerdo con la norma UNE 20099.

Los compartimentos diferenciados serán los siguientes:

- a) Compartimento de aparellaje.
- b) Compartimento del juego de barras.
- c) Compartimento de conexión de cables.
- d) Compartimento de mando.
- e) Compartimento de control.

#### *Medidas de seguridad*

Las celdas tipo SM6 dispondrán de una serie de enclavamientos funcionales que responden a los definidos por la Norma UNE 20.099, y que serán los siguientes:

- Sólo será posible cerrar el interruptor con el seccionador de tierra abierto y con el panel de acceso cerrado.
- El cierre del seccionador de puesta a tierra sólo será posible con el interruptor abierto.
- La apertura del panel de acceso al compartimento de cables sólo será posible con el seccionador de puesta a tierra cerrado.
- Con el panel delantero retirado, será posible abrir el seccionador de puesta a tierra para realizar el ensayo de cables, pero no será posible cerrar el interruptor.

Además de los enclavamientos funcionales ya definidos, algunas de las distintas funciones se enclavarán entre ellas mediante cerraduras.

#### 1.7.3.1.3.1.2.-Descripción de la instalación

El centro de transformación objeto de este proyecto estará ubicado en el interior de un edificio destinado a otros usos.

Será de las dimensiones necesarias para alojar las celdas correspondientes y transformadores de potencia, respetándose en todo caso las distancias mínimas entre los elementos que se detallan en el vigente reglamento de alta tensión.

Las dimensiones del local, accesos, así como la ubicación de las celdas se indican en los planos correspondientes.

### *Características del local.*

Se detallan a continuación las condiciones mínimas que debe cumplir el local para poder albergar el C.T.:

- Acceso de personas: El acceso al C.T. estará restringido al personal de la Compañía Eléctrica suministradora y al personal de mantenimiento especialmente autorizado. Se dispondrá de una puerta peatonal cuyo sistema de cierre permitirá el acceso a ambos tipos de personal, teniendo en cuenta que el primero lo hará con la llave normalizada por la Compañía Eléctrica. La(s) puerta(s) se abrirá(n) hacia el exterior y tendrán como mínimo 2.40 m de altura y 1.25 m de anchura.

- Acceso de materiales: las vías para el acceso de materiales deberá permitir el transporte, en camión, de los transformadores y demás elementos pesados hasta el local. Las puertas se abrirán hacia el exterior y tendrán una luz mínima de 2.4 m de altura y de 1.4 m de anchura.

- Las dimensiones interiores y la disposición de los diferentes elementos será detallada en los planos correspondientes.

- Paso de cables A.T.: para el paso de cables de A.T. (acometida a las celdas de entrada y salida) se preverá una canalización cuyo trazado figura en los planos correspondientes y que en su paso por las celdas estará constituida por zócalos metálicos que se situarán debajo de las celdas constituyendo un conjunto rígido y homogéneo con las mismas. Dichos zócalos tendrán una altura adecuada que permita darle la correcta curvatura a los cables de A.T.

- Se deberá dejar una distancia mínima de 1 m entre las celdas y la pared posterior a fin de permitir la salida de gas SF<sub>6</sub> (en caso de sobrepresión elevada) por la parte debilitada de las celdas sin poner en peligro al operador.

- Se dispondrá un foso de recogida de aceite por transformador para evitar posibles derrames de líquido al exterior.

- Acceso a transformadores: una malla de protección impedirá el acceso directo de personas a la zona de transformador. Dicha malla de protección irá enclavada mecánicamente por cerradura con el seccionador de puesta tierra de la celda de protección correspondiente, de tal manera que no se pueda acceder al transformador sin haber cerrado antes el seccionador de puesta a tierra de la celda de protección.

- Piso: se instalará un mallazo electrosoldado con redondos de diámetro no inferior a 4 mm formando una retícula no superior a 0.30 x 0.30 m. Este mallazo se conectará al sistema de tierra a fin de evitar diferencias de tensión peligrosas en el interior del C.T., además se cubrirá con una capa de hormigón de 10 cm de espesor como mínimo.

- Ventilación: se dispondrá un sistema de ventilación forzada mediante extractor debido a la imposibilidad de refrigerar el local por ventilación natural. El caudal de aire mínimo necesario se indicará en el Capítulo de Cálculos.

- El C.T. no contendrá otras canalizaciones ajenas al mismo y deberá cumplir las exigencias que se indican en el pliego de condiciones respecto a resistencia al fuego, condiciones acústicas, etc.

#### **1.7.3.1.3.2.-Características de la aparamenta de alta tensión**

La red de alimentación al centro de transformación será de tipo subterráneo a una tensión de 25 kV y 50 Hz de frecuencia.

La potencia de cortocircuito máxima de la red de alimentación será de 500 MVA, según datos proporcionados por la compañía suministradora.

##### 1.7.3.1.3.2.1.-Características generales celdas SM6 36kV

- Tensión asignada: 36 kV.
- Tensión soportada entre fases, y entre fases y tierra: a frecuencia industrial (50 Hz), 1 minuto: 70 kV eficaces, a impulso tipo rayo: 170 kV cresta.
- Intensidad asignada en funciones de línea: 400 A.
- Intensidad asignada en interruptor automático: 400 A.
- Intensidad asignada en ruptofusibles: 200 A.
- Intensidad nominal admisible de corta duración: durante 1 segundo: 16 kA eficaces.
- Valor de cresta de la intensidad nominal admisible: 40 kA cresta (2.5 veces la intensidad nominal admisible de corta duración)
- Grado de protección de la envolvente: IP3X.
- Puesta a tierra. El conductor de puesta a tierra estará dispuesto a todo lo largo de las celdas según UNE 20.099 y estará dimensionado para soportar la intensidad admisible de corta duración.
- Embarrado. El embarrado estará sobredimensionado para soportar sin deformaciones permanentes los esfuerzos dinámicos que en un cortocircuito se puedan presentar y que se detallan en el apartado de cálculos.

#### 1.7.3.1.3.2.2.-Celda de remonte

Se utilizará la celda Merlin Gerin de remonte de cables gama SM6-36, modelo GAMEI3616, de dimensiones: 750 mm de anchura, 1.500 mm. de profundidad, 2.250 mm. de altura, y conteniendo:

- Juego de barras interior tripolar de 400 A, tensión de 36 kV y 16 kA.
- Remonte de barras de 400 A para conexión superior con otra celda.
- Preparación para conexión inferior con cable seco unipolar.
- Indicador de presencia de tensión con lámparas.

#### 1.7.3.1.3.2.3.-Celda de protección de interruptor automático

Se utilizará la celda Merlin Gerin de protección con interruptor automático gama SM6-36, modelo DM1DF3616, de dimensiones: 1100 mm de anchura, 1632 mm de profundidad, 2250 mm de altura, y conteniendo:

- Juegos de barras tripolares de 400 A para conexión superior e inferior con celdas adyacentes.
- Seccionador en SF6 de 400 A, tensión de 36 kV y 16 kA.
- Mando CS1 manual.
- Interruptor automático de corte en SF6 (hexafluoruro de azufre) tipo Fluarc SF1, tensión de 36 kV, intensidad de 400 A y poder de corte de 16 kA, con bobina de disparo a emisión de tensión 220 V c.a., 50 Hz.
- Mando RI manual.
- Relé Mayvasa tipo RS3000S, protección digital de sobreintensidad (50-51/50N-51N) 2 fases + neutro para la detección de faltas entre fases y neutro, con señalización y disparo temporizados e instantáneos, para fases y neutro.
- Fuente de intensidad de Mayvasa tipo FI/S.
- Seccionador de puesta a tierra.
- Conexión inferior por barras a derechas.
- 3 transformadores de intensidad
- Embarrado de puesta a tierra.

#### 1.7.3.1.3.2.4.-Celda de medida de tensión e intensidad

Se utilizará la celda Merlin Gerin de medida de tensión e intensidad gama SM6-36, modelo GBCEA333616, de dimensiones: 1100 mm de anchura, 1518 mm de profundidad, 2250 mm de altura, y conteniendo:

- Juego de barras tripolar de 400 A, tensión de 36 kV y 16 kA.
- Entrada lateral inferior izquierda y salida lateral superior derecha por barras.
- 3 Transformadores de intensidad de relación 75/5A, 15VA CL.0.5S, Ith=80In y aislamiento 36kV.
- 3 Transformadores de tensión unipolares, de relación 27.500:V3/110:V3, 50VA, CL0.5, Ft= 1.9 Un y aislamiento 36kV.
- Conjunto de medida preparado para albergar hasta 6 transformadores de tensión y 6 de intensidad.

#### 1.7.3.1.3.2.5.-Celda de protección con interruptor-fusibles combinados

Se utilizará la celda Merlin Gerin de protección con interruptor y fusibles combinados gama SM6-36, modelo QM3616, de dimensiones: 750 mm de anchura, 1500 mm de profundidad y 2250 mm de profundidad, conteniendo:

- Juego de barras tripolar de 400 A.
- Interruptor-seccionador en SF6 de 400 A, tensión de 36 kV y 16 kA.
- Mando CII manual.
- Tres cortacircuitos fusibles de alto poder de ruptura con baja disipación térmica tipo MESA CF, de 36kV, y calibre 63 A.
- Seccionador de puesta a tierra de doble brazo (aguas arriba y aguas abajo de los fusibles).
- Señalización mecánica fusión fusible.
- Indicadores de presencia de tensión con lámparas.
- Preparada para conexión inferior de cable unipolar seco.
- Embarrado de puesta a tierra.
- No contiene relé de protección.

#### 1.7.3.1.3.2.6.-Transformadores

Será dos máquinas trifásica reductoras de tensión idénticas, siendo la tensión entre fases a la entrada de 25 kV y la tensión a la salida en vacío de 420V(\*) entre fases y 242V entre fases y neutro.

Los transformadores a instalar tendrán el neutro accesible en baja tensión y refrigeración natural (ONAN), marca Merlin Gerin, en baño de aceite de silicona.

La tecnología empleada será la de llenado integral a fin de conseguir una mínima degradación del aceite por oxidación y absorción de humedad, así como unas dimensiones reducidas de la máquina y un mantenimiento mínimo.

Sus características mecánicas y eléctricas se ajustarán a la Norma UNE 21428 y a las normas particulares de la compañía suministradora, siendo estas las siguientes:

- Potencia nominal: 1000 kVA.
- Tensión nominal primaria: 25000 V.
- Regulación en el primario: +2,5% +5% +7,5% +10%.
- Tensión nominal secundaria en vacío: 420 V.
- Tensión de cortocircuito: 6 %.
- Grupo de conexión: Dyn11.
- Nivel de aislamiento: Tensión de ensayo a onda de choque 1,2/50 s 170 kV.  
Tensión de ensayo a 50 Hz 1 min 70 kV.
- Protección de gas-presión-temperatura por relé DGPT2.

(\*)Tensiones según:

-UNE 21301:1991 (CEI 38:1983 modificada)(HD 472:1989)

-UNE 21428 (96)(HD 428.1 S1)

#### **1.7.3.1.3.2.6.1.-Conexión en el lado de alta tensión**

- Juego de puentes III de cables AT unipolares de aislamiento seco RHZ1, aislamiento 18/30 kV, de 150 mm<sup>2</sup> en Al con sus correspondientes elementos de conexión.



#### ***1.7.3.1.3.2.6.2.-Conexión en el lado de baja tensión***

- Juego de puentes III de cables BT unipolares de aislamiento seco tipo RV, aislamiento 0.6/1 kV, de 4x1x240mm<sup>2</sup> Al para las fases y el neutro.

#### ***1.7.3.1.3.2.7.-Características material vario de alta tensión***

##### ***1.7.3.1.3.2.7.1.-Embarrado general celdas SM6 36 kV***

El embarrado general de las celdas SM6 se construye con tres barras aisladas de cobre dispuestas en paralelo.

##### ***1.7.3.1.3.2.7.2.-Piezas de conexión celdas SM6 36 kV***

La conexión del embarrado se efectúa sobre los bornes superiores de la envolvente del interruptor-seccionador con la ayuda de repartidores de campo con tornillos imperdibles integrados de cabeza Allen de M8. El par de apriete será de 5 m.da.N.

#### ***1.7.3.1.3.2.8.- Puesta a tierra***

Se opta por un sistema de puesta a tierra de protección y de servicio independientes entre si, e independientes respecto a las tierras de baja tensión. De este modo se evita que aparezcan tensiones peligrosas en el sistema de baja tensión, provocadas por faltas en la red de alta Tensión.

Los dos sistemas de tierra (de protección y de servicio) estarán separados entre si de una distancia mínima de 16 m, de forma que la tensión de defecto sea inferior a 1000 V.

Tal y como se indica en la Instrucción MIE RAT 13, las líneas de tierra no deberán tener insertados fusibles ni interruptores. Los empalmes y uniones deben realizarse con medios de uniones apropiados, que aseguren su permanencia y no experimenten calentamientos superiores a los del conductor en el paso de la corriente, y estarán protegidos contra la corrosión galvánica.

Dado el emplazamiento de nuestro hotel, podemos considerar que la naturaleza del terreno es de calizas blandas, adoptando por ello una resistividad de 200  $\Omega$  m. Para el apartado de cálculos, se ha tenido en cuenta que la resistividad del hormigón es de 3000  $\Omega$  m.

En la instalación de puesta a tierra se distinguirá dos partes totalmente separadas:

### *Tierra de protección*

Se conectarán a tierra los elementos metálicos de la instalación que no estarán en tensión normalmente, pero que puedan estarlo a causa de averías o circunstancias externas.

La conexión a tierra se realiza mediante un circuito independiente que comprende las tierras de los herrajes, envolventes de los conjuntos de armarios metálicos, tuberías y conductos metálicos, carcasas y partes metálicas de los transformadores y mallas equipotenciales, de la zona de celdas y local.

El mallazo se unirá a una pletina de hierro de 50x3 mm mediante soldadura eléctrica u Oxiacetileno.

Las celdas dispondrán de una pletina de tierra que las interconectara, constituyendo el colector de tierras de protección.

Se efectuará mediante cuatro picas de acero cobreado de 14 mm de diámetro clavadas y unidas eléctricamente entre ellas con un conductor de cobre desnudo de 50 mm<sup>2</sup>.

### *Tierra de servicio*

Se conectarán a tierra el neutro del transformador y los circuitos de baja tensión de los transformadores del equipo de medida.

Se efectuará mediante cinco picas de acero cobreado de 14 mm de diámetro clavadas y unidas eléctricamente entre ellas con un conductor de cobre desnudo de 50 mm<sup>2</sup> de sección. La conexión desde el centro hasta la primera pica se realizará con cable de cobre aislado de 0.6/1 kV, en el interior de un tubo de PVC protegido contra cortes metálicos.

#### 1.7.3.1.3.2.9.-Instalaciones Secundarias

##### **1.7.3.1.3.2.9.1.-Alumbrado**

En el interior del centro de transformación se instalará un mínimo de dos puntos de luz capaces de proporcionar un nivel de iluminación suficiente para la comprobación y maniobra de los elementos del mismo. El nivel medio será como mínimo de 150 lux.

Los focos luminosos estarán colocados sobre soportes rígidos y dispuestos de tal forma que se mantenga la máxima uniformidad posible en la iluminación. Además, se deberá poder efectuar la sustitución de lámparas sin peligro de contacto con otros elementos en tensión.

Se dispondrá también un punto de luz de emergencia de carácter autónomo que señalizará los accesos al centro de transformación.

#### ***1.7.3.1.3.2.9.2.-Protección contra incendios***

De acuerdo con la instrucción MIERAT 14, se dispondrá como mínimo de un extintor de eficacia equivalente 89 B.

#### ***1.7.3.1.3.2.9.3.-Ventilación***

El local deberá estar dotado de un sistema mecánico adecuado para proporcionar un caudal de ventilación equivalente al que se indica en el capítulo de cálculos, y dispondrá de cierre automático en caso de incendio.

Los conductos de ventilación forzada del centro deberán ser totalmente independientes de otros conductos de ventilación del edificio.

Las rejillas de admisión y expulsión de aire se instalarán de forma que un normal funcionamiento de la ventilación no pueda producir molestias a vecinos y viandantes.

#### **1.7.3.2.-Instalación de baja tensión**

##### ***1.7.3.2.1.-Cuadro general de mando y protección***

El cuadro general de mando y protección, alojado en la planta sótano 1, será del tipo Merlín Gerin, metálico, dotado de perfilera DIN para disponer los elementos de mando y protección relacionados en el esquema unifilar.

Desde este cuadro general se podrá controlar los subcuadros reflejados en el esquema unifilar correspondiente.

En este cuadro tendremos un doble suministro, que corresponde a la alimentación de la compañía suministradora a través de los transformadores y la alimentación secundaria procedente de un grupo electrógeno, el cual se instalará en la planta sótano 2, para cubrir determinados receptores.

Este grupo será insonorizado sobre bancada metálica y estará suficientemente ventilado, instalándose en un local del sótano para su uso exclusivo. Este local será equipado con ventilación forzada, y tubería de acero galvanizado para la extracción de gases de escape desde el sótano al exterior.

##### ***1.7.3.2.2.-Cuadro de mando y protección en el interior de las habitaciones***

Se situará lo más cerca posible del punto de entrada de la derivación individual en la habitación, en lugar fácilmente accesible, de uso general, y realizado con materias no inflamables. Su emplazamiento no podrá en consecuencia corresponder a cuartos de baño, de aseo, dormitorios, etc.

De ese cuadro general de distribución, partirán los circuitos interiores y en el se instalará un interruptor General Automático de corte omnipolar que permita su

accionamiento manual y que este dotado de dispositivos de protección contra sobrecargas y cortacircuitos de cada uno de los interiores de la habitación y un interruptor diferencial general destinado a la protección contra contactos indirectos. Estos dispositivos de mando y protección serán los siguientes:

- Un interruptor magnetotérmico general bipolar de 15 A.
- Un interruptor automático diferencial general bipolar de 40 A/30 mA.
- Un magnetotérmicos de 10 A para los circuitos de alumbrado.
- Un magnetotérmico de 15 A para el circuito de usos varios.
- Un magnetotérmico de 15 A para el circuito de aire acondicionado.

En este mismo cuadro se dispondrá un borne para la conexión de los conductores de protección de la instalación interior con la derivación de la línea principal de tierra.

En el apartado de cálculos, se especifican las secciones de los conductores que constituyen cada uno de los circuitos, así como el diámetro mínimo del tubo que los contiene.

#### *1.7.3.2.3.- Prescripciones generales en el edificio*

La instalación tendrán las siguientes características:

- Todos los circuitos estarán constituidos por conductores aislados bajo tubos protectores.
- Los conductores serán de cobre.
- Estarán aislados para una tensión no inferior a 750 V.
- Los conductores de protección serán de cobre y presentarán el mismo aislamiento que los conductores activos.
- Se instalarán por el mismo tubo que estos.
- Los conductores de la instalación se identificarán por medio de los colores que presenten sus aislamientos, y que serán los siguientes:

Conductores de fase: marrón, negro ó gris.

Conductor neutro: azul claro

Conductor de protección: doble color, amarillo y verde.

- Las tomas de corriente deben estar protegidas con tomas de tierra.

- La tensión nominal de utilización no será superior a 250 V con relación a tierra. Se admite la utilización de tensiones superiores únicamente para la alimentación de aparatos receptores cuyas características así lo aconsejen.
- A la toma de tierra establecida se conectará todo el sistema de tuberías metálicas accesibles, destinadas a la conducción, distribución y desagüe de agua del edificio, así como toda masa metálica importante existente en la zona de la instalación.
- Los puntos de puesta a tierra se situarán en nuestro caso en los locales destinados a la centralización de contadores.
- Las derivaciones de la línea principal de tierra, podrán establecerse en las mismas canalizaciones que las líneas repartidoras y derivaciones individuales.
- No podrán utilizarse como conductores de tierra tuberías de agua, gas, calefacción, desagües, conductos de evacuación de humos o basuras ni las cubiertas metálicas de los cables, tanto de la instalación eléctrica como de teléfonos o de cualquier otro servicio similar.
- Las conexiones en los conductores de tierra serán realizadas mediante dispositivos, con tornillo de aprieto u otros similares que garanticen una continua y perfecta conexión entre ellos.
- Los conductores activos serán de cobre, estarán aislados como mínimo para la tensión nominal de 750 V los rígidos y 450 V los flexibles. Los conductores previstos para su instalación directa bajo enlucidos responderán a las especificaciones señaladas en la ITC-BT-21.
- Las secciones utilizadas serán como mínimo, las siguientes:
  - 1.5 mm<sup>2</sup> para los circuitos de alimentación a los puntos de utilización para alumbrado.
  - 2.5 mm<sup>2</sup> para los circuitos de alimentación a las tomas de corriente de otros usos.
  - 4 mm<sup>2</sup> para el circuito de alimentación a máquina de lavar y calentador de agua.
  - 6 mm<sup>2</sup> para el circuito de alimentación a cocina eléctrica.
- Los conductores de protección serán de cobre y presentarán el mismo aislamiento que los conductores activos. Se instalarán por la misma canalización que estos y su sección estará de acuerdo con lo dispuesto en la ITC-BT-018.
- Los tubos protectores empleados en esta instalación han sido de dos tipos según el sistema de instalación empleado:
  - Para montaje superficial se ha empleado tubo aislante rígido curvable en caliente de PVC.

- Para montaje empotrado se ha empleado tubo aislante flexible de PVC, que puede curvarse con las manos.
- Los diámetros de los tubos colocados en esta instalación se han calculado de acuerdo a ML.BT.019.
- Los tubos serán colocados siguiendo un trazado de líneas paralelas a las verticales y horizontales que delimitan el local siempre que sea posible.
- Los tubos serán unidos entre sí, mediante cajas de registro de material aislante herméticas con cierre por tornillos, efectuándose la unión de los tubos con las cajas mediante conos que aseguran su estanqueidad.
- Las curvas que se realicen en los tubos, serán continuas y sin reducción de sección, siendo los radios de estas, como mínimo, los establecidos en la tabla VI de la presente instrucción (BT.019).
- Las cajas de registro serán colocadas de tal forma que ninguna diste de las siguientes más de 15 m, no habiendo más de tres curvas en ángulo recto entre dos registros consecutivos.
- Las dimensiones de las cajas, permitirán alojar holgadamente a los conductores que contienen y su profundidad será al menos la equivalente de sumar el diámetro del tubo mayor que acomete a ella más un 50% de este tubo. En cualquier caso las cajas tendrán una profundidad mínima de 40 mm y un diámetro o lado interior mínimo de 80 mm.
- Las conexiones entre conductores serán realizadas siempre en el interior de las cajas de registro y mediante fichas de empalme con apriete por tornillos.
- Cuando el sistema de montaje sea superficial, los tubos serán fijados a las paredes y techos mediante abrazaderas aislantes, fijadas sólidamente a los paramentos a una distancia no mayor de 80 cm.
- Cuando se produzca un cambio de dirección se colocará una abrazadera en cada parte del cambio y en las proximidades inmediatas de las cajas de registro, también se colocará una abrazadera a cada tubo.
- Los tubos usados en montaje superficial, serán colocados adaptándose a la superficie sobre la que se instalen.
- No habrá más de 2% de desviación del eje de un tubo en montaje superficial con respecto a la línea que une los dos puntos extremos de una alineación recta.
- Los tubos empotrados serán colocados una vez terminados los trabajos de construcción y revestimiento de las paredes y techos.
- Los tubos empotrados tendrán, como mínimo, un recubrimiento del revestimiento de las paredes o techos de 1 cm y las rozas, para alojarlos, se ejecutarán sin poner en peligro la seguridad de las paredes y techos.

- No se empotrarán entre el forjado y su revestimiento tubos destinados a la instalación eléctrica.
- Se deberán curvar convenientemente los tubos cuando se produzca un cambio de dirección.
- Las cajas de registro y conexión de tubos empotrados estarán enrasadas con la superficie exterior del revestimiento de la pared o techo, quedando sus tapas accesibles y desmontables.
- Los tubos empotrados estarán como mínimo a 50 cm del suelo o del techo en sus recorridos horizontales y a 20 cm como mínimo de las esquinas en los recorridos verticales.

En la ejecución de la instalación deberá de tenerse en cuenta:

- Las canalizaciones admitirán, como mínimo, dos conductores activos de igual sección, uno de ellos identificado como conductor neutro y, eventualmente, un conductor de protección cuando sea necesario.
- La conexión de los interruptores unipolares se realizará sobre conductor de fase o en caso de circuitos de dos fases, sobre el conductor no identificado como conductor neutro.
- No se utilizará un mismo conductor neutro para varios circuitos.
- Las tomas de corriente en una misma habitación deberán estar conectadas a la misma fase. Cuando resulte impracticable cumplimentar esta disposición, las tomas de corriente que se conecten a la misma fase deben estar agrupadas y se establecerá una separación entre tomas de corriente conectadas a fases distintas, de por lo menos 1.5 m.
- Las cubiertas, tapas o envolturas, manivelas y pulsadores de maniobra de los aparatos instalados en cocinas, cuartos de baño, secaderos y, en general, en los locales húmedos o mojados, así como aquellos en que las paredes y suelos sean conductores, serán de material aislante.
- La instalación de aparatos empotrados se realizará utilizando cajas especiales para su empotramiento. Cuando estas cajas sean metálicas estarán aisladas interiormente.
- Instalaciones en cuarto de baño: Para las instalaciones en cuartos de baño o aseo, se tendrá en cuenta los siguientes volúmenes y prescripciones para cada uno de ellos:
  - a) Volumen de prohibición: Es el volumen limitado por planos verticales tangente a los bordes exteriores de la bañera, baño-aseo o ducha, y los horizontales constituidos por el suelo y por un plano situado a 2.25 metros por encima del fondo de aquellos o por encima del suelo, en el caso de que estos aparatos estuviesen empotrados en el mismo.

- b) Volumen de protección: Es el comprendido entre los mismos planos horizontales señalados para el volumen de prohibición y otros verticales situados a 1.00 m de los del citado volumen.

En el volumen de prohibición no se instalarán interruptores, tomas de corriente ni aparatos de iluminación, pero sí tomas de corriente de seguridad, aparatos de alumbrado de instalación fija, preferentemente de la clase II de aislamiento o en su defecto no presentarán ninguna parte metálica accesible y en los portalámparas no se podrán establecer contactos fortuitos con partes activas al poner o quitar lámparas. En estos aparatos de alumbrado no se podrán disponer interruptores ni tomas de corriente, a menos que estas últimas sean de seguridad.

Tanto en el interior de los volúmenes de prohibición como de protección, las canalizaciones se realizarán exclusivamente a base de conductores aislados colocados bajo tubos aislantes, admitiéndose para estos tanto el montaje empotrado como superficial.

Fuera del volumen de prohibición podrían instalarse interruptores, tomas de corriente y aparatos de alumbrado. Las tomas estarán provistas de un contacto de puesta a tierra, a menos que sean tomas de seguridad. Los aparatos de alumbrado no podrán ser colocados suspendidos de conductores, ni podrán utilizarse portalámparas ni soportes metálicos para estos.

#### *Niveles de protección*

El escalonamiento selectivo de los diferentes niveles de protección contra sobrecargas y Cortocircuitos de esta instalación, así como de los niveles de protección diferencial contra contactos indirectos se ha considerado bajo el criterio general de provocar la interrupción de los circuitos cercanos al lugar del defecto.

Las instalaciones se subdividirán de tal forma que las perturbaciones que se originen por averías, que se puedan producir en algún punto de ellas, afecten solamente a determinadas partes de las mismas, para lo cual las protecciones de cada circuito estarán adecuadamente coordinadas con los dispositivos generales de protección que se hallan instalados 'aguas arriba'. Además esta subdivisión permitirá la localización de averías, así como el control del aislamiento en los conductores de la instalación por sectores.

Las curvas de selectividad serán las siguientes:

Nivel 1.- Cuadro general de baja tensión curva D entre 10 y 20 In.

Nivel 2.- Subcuadros de plantas curvas C entre 5 y 10 In.

Nivel 3.- Subcuadro de mando y protección de cada habitación o servicio curvas B entre 3 y 5 In



Así aseguramos que en caso de un posible defecto la protección que saltara será la más cercana al fallo.

### *Trazado*

Preferentemente, las líneas principales se han diseñado con un trazado lo mas corto posible hasta los subcuadros, y buscando los ejes de cada ala del edificio.

#### 1.7.3.2.4.-Instalación de tierra

El objetivo de la instalación es conseguir una tensión de contacto inferior a 24 V, en cualquier masa del edificio. Todos los conductores de puesta a tierra deberán ser de cobre.

Los circuitos de puesta a tierra formarán una línea eléctricamente continua en la que no podrá incluirse en serie ni masas ni elementos metálicos, cualquiera que sean éstos. Siempre la conexión de las masas y los elementos metálicos del circuito de puesta a tierra se efectuará por derivaciones desde este.

Se prohíbe intercalar en circuitos de tierra, seccionadores, fusibles o interruptores. Sólo se permite disponer un dispositivo de corte (regleta, placa, bornes, etc.), en los puntos de puesta a tierra de forma que permita medir la resistencia de la toma de tierra.

Se verificará que las masas de puesta a tierra así como los conductores de protección asociados a estas masas, no están unidos a la toma de tierra de la masa del centro de transformación.

Por la importancia que ofrece desde el punto de vista de seguridad, la instalación de toma de tierra, deberá ser comprobada por los servicios oficiales en el momento de dar de alta la instalación para el funcionamiento.

El sistema de puesta a tierra del edificio comprende los elementos siguientes:

- Conductores de protección.
- Derivaciones de la línea principal de tierra.
- Línea de enlace con tierra.
- Barra de puesta a tierra, a la que se conectan los elementos metálicos que deben ponerse a tierra.
- Electrodo en anillo situado en el subsuelo, en la zanja de cimentación o siguiendo el perímetro de edificio, a una profundidad de 80 cm.

Se conectarán a la puesta de tierra:

- La instalación de antena colectiva de TV y FM.
- Los enchufes eléctricos y las masas metálicas de aseos y baños.
- Las instalaciones de fontanería, depósitos, guías de aparatos elevadores, y en general, todo elemento metálico importante.

### *Dimensionado*

Los conductores que componen la instalación de tierra del edificio, presentarán las siguientes secciones:

- Conductores de protección: tendrán la misma sección que los conductores activos por cada circuito.
- Derivaciones de la línea principal de tierra: 6 mm<sup>2</sup>.
- Línea principal de tierra: sección mínima de 16 mm<sup>2</sup>. En ningún caso su sección será inferior a la sección de sus derivaciones.
- Línea de enlace con tierra: sección mínima de 35 mm<sup>2</sup>. En ningún caso su sección será inferior a la sección de la línea principal de tierra a la que se conecta.

### *1.7.3.2.5.-Regimen de neutro*

El esquema de puesta a tierra del neutro es muy influyente en la seguridad del conjunto de la instalación. Tiene influencia sobre la disponibilidad y sobre la facilidad de mantenimiento por el hecho del corte o no del circuito al primer defecto (en el caso de los regímenes TN y TT).

Existen tres tipos de esquemas de conexión del neutro: TT, TN e IT. Los dos primeros, realizan una puesta fuera de tensión inmediatamente después del primer defecto gracias a la presencia de los interruptores diferenciales, hecho que permite una mayor prevención contra los contactos directos e indirectos y contra los incendios si su sensibilidad es menor de 300 mA. Ambos regímenes no requieren una vigilancia permanente.

La diferencia entre ambos está en que la corriente de defecto es de kiloamperios en el Esquema TN y de algunas decenas de amperios en el TT. Esta corriente tiene gran importancia ya que condiciona los daños de la instalación.

El régimen de neutro más adecuado en nuestro caso es el régimen TT con el neutro y las masas de los aparatos de utilización conectados a tierra, ya que es el régimen que nos ofrece más seguridad para las personas y a nuestra instalación, además de ser el más utilizado en edificación.

Además, con este régimen, la intensidad resultante de un primer defecto fase-masa o fase-tierra tiene un valor lo suficientemente reducido (algunas decenas de miliamperios) como para no provocar la aparición de tensiones de contacto peligrosas.

Este régimen consiste en instalar el neutro conectado a tierra directamente y las masas conectadas a una toma de tierra separada por un conductor de protección.

#### *1.7.3.2.6.- Medida de la energía eléctrica*

El cuadro de contadores estará formado por un armario de doble aislamiento de HIMEL modelo PL-75T/AT-EN de dimensiones 540mm. de alto x 540mm de largo y 200mm de fondo., equipado de los siguientes elementos:

- Regleta de verificación normalizada por la compañía Suministradora.
- Contador de Energía Activa de simple tarifa CL 1 con emisor de impulsos.
- Contador de Energía Reactiva con emisor de impulsos, de simple tarifa, CL 3.
- Módulo electrónico de tarificación.

#### *1.7.3.2.7.-Instalaciones de emergencia*

##### **1.7.3.2.7.1.- Alumbrado de emergencia y señalización**

Conforme al vigente R.E.B.T. se dotará el local de bloques autónomos de emergencia y señalización. Este tipo de alumbrado permitirá la evacuación segura y fácil desde el local hasta el exterior.

Estará previsto para entrar en funcionamiento automáticamente cuando se produzca el fallo del alumbrado general o cuando la tensión baje a menos del 70 por 100 de su valor nominal.

El alumbrado de señalización indicará permanentemente la situación de puertas y pasillos así como salidas de los locales en este caso el alumbrado de emergencia coincide con el de señalización y por tanto los puntos de luz de ambos alumbrados serán los mismos.

En los accesos por escalera interior se instalarán pilotos de balizamiento de peldaños, mínimo de una unidad por metro lineal, según R.E.B.T. y conectados todos ellos a una tensión de 230 V y tensión de suministro en presencia de red de 2 Vcc siendo esta de 24 Vcc en ausencia de red o cuando está descendiendo por debajo del 70 % de su valor.

#### **1.7.3.2.7.2.- Instalación de detección y extinción de incendios**

La instalación de protección contra incendios prevista para el local que nos ocupa será la que seguidamente se detalla.

Las normativas de aplicación exigen la dotación de detección automática en el local objeto de este proyecto.

La composición de las instalaciones automáticas de incendios, las características de sus componentes, así como los requisitos que han de cumplir y los métodos de ensayo de los mismos, se ajustarán a lo especificado en la norma UNE 23-007-77 (Componentes de los sistemas de Detección Automática de Incendios).

La instalación estará formada por los siguientes elementos:

##### *Equipo de control y señalización*

El equipo de control y señalización estará ubicado en recepción en planta baja, de tal forma que sus señales puedan ser audibles y visibles.

Consistirá en una unidad bidireccional analógica digital, fabricada según norma, para controlar instalaciones de protección contra incendios con plena autonomía.

Estará compuesta por un analizador de línea que controla cinco bucles bidireccionales de 100 puntos cada uno, un modulo de alimentación de 3 A/24 V con cargador de baterías, un modulo CPU donde se programe y personalice la instalación, fijando niveles de alarmas y sacando información bien por pantalla digital o por impresora, y un teclado que permite al usuario ejecutar las funciones de un primer nivel.

##### *Baterías de emergencia*

El sistema será dotado de baterías de emergencia autorrecargables sin mantenimiento.

##### *Módulos Master*

El sistema dispondrá de módulos direccionables para gobernar una serie de detectores o pulsadores en un bucle controlado a 2 hilos, que pueden responder a una zona, sector o recinto determinado.

##### *Detectores*

Se ha previsto la instalación de detectores iónicos por ser los más adecuados a las características y uso del local, exceptuando los cuartos de limpieza, donde se colocarán detectores termovelocimétricos. Se situarán estratégicamente, de tal forma que garanticen la detección de fuego en la totalidad de la zona a proteger.

##### *Fuente de suministro*

La instalación estará alimentada por dos fuentes de suministro, de las cuales, la principal será de la red general del edificio y la segunda dispondrá de una autonomía superior a 24 horas en estado de vigilancia y de media hora en estado de alarma.

#### *Elementos de unión entre los anteriores*

El equipo de control y señalización se unirá a los detectores mediante conductores de cobre de 1,5 mm<sup>2</sup> de sección y 750 V de aislamiento, efectuando las conexiones con terminales adecuados en la central y zócalos de detectores, o con fichas de empalme metálicas galvanizadas.

#### *Elementos adicionales*

Se instalarán pulsadores de incendio por rotura de cristal, sirenas bitonal de incendio y una exterior lanza destellos.

#### *Extinción*

Para la extinción del edificio que nos ocupa se prevé una instalación de abastecimiento de agua mediante una red de tuberías que alimentan a las bocas de incendios equipadas. Dichas bocas serán de 25 mm de diámetro y 20 m de longitud de manguera, según las normas UNE 23402 y UNE 23403 y en un número de una por planta cumpliendo las NBE-CPI-91.

Las BIE se montarán sobre un soporte rígido y la altura de su centro que de como máximo a 1,5 m sobre el nivel del suelo, situándose las mismas a una distancia máxima de 5 m de la salida de cada sector de incendio sin que constituya obstáculo para su utilización.

El número y la distribución realizada de la BIE comprende que queda cubierta por una BIE el sector de incendio en que está instalado, considerando como radio de acción de esta la longitud de la manguera (20 m) incrementada en 5 m, siendo la separación máxima entre mangueras de 50 m.

Con el fin de proporcionar durante una hora como mínimo un funcionamiento simultáneo de dos BIE hidráulicamente más desfavorables se instalará un grupo de incendios que mantiene el caudal y presión necesaria para dicho requisito. Dicho grupo se instalará en planta sótano junto al depósito de reserva de agua que garantiza adecuadamente el caudal.

Así mismo se instalará una toma en fachada accesible al servicio contra incendios, con la indicación de uso exclusivo de bomberos, provista de conexión siamesa con llaves incorporadas.

También se instala un sistema de extinción por polvo mediante extintores de polvo seco de 6 kg de capacidad según normas UNE 23-110-75/1 R “Extintores portátiles de incendio”, y normas de obligado cumplimiento NBE CPI-91 “Condiciones de Protección contra Incendios en los Edificios”.

Dichos extintores van provistos de los elementos de seguridad y provistos de una etiqueta de características.

Serán situados cerca del mayor punto de riesgo de incendio y en lugar de fácil acceso y visibilidad y perfectamente en las salidas.

#### 1.7.3.2.8.-Mejora del factor de potencia

Cualquier máquina, para poder ofrecer un trabajo mecánico, calor, luz, etc., absorbe de la red eléctrica una clase de potencia que se denomina energía activa y que se expresa en kW.

Los receptores que absorben únicamente este tipo de energía se denominan resistivos. Ciertas máquinas que precisan campos magnéticos para su funcionamiento (motores, transformadores...), consumen otro tipo de energía denominada reactiva, expresada en kVAr y que no produce potencia útil.

Durante la creación de los campos magnéticos, este tipo de máquinas (denominadas inductivas) absorben energía de la red y la entregan durante la destrucción de los mismos. Este trasiego de energía entre los receptores y la fuente, provoca pérdidas en los conductores, caídas de tensión en los mismos, y un consumo de energía suplementario que no es aprovechable directamente por los receptores.

De la suma geométrica de las dos (activa y reactiva), resulta la potencia total emitida, expresada en kVA y denominada aparente.

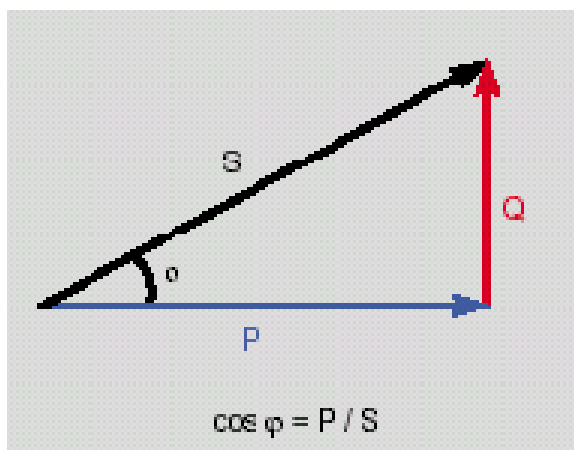


Fig. 1.-Relación entre potencia activa, reactiva y aparente.

El coeficiente Potencia activa / Potencia aparente, geométricamente equivale a coseno del ángulo de desfase ( $\phi$ ) o factor de potencia. El  $\cos \phi$  indicará por tanto el “rendimiento eléctrico de una instalación”.

Si multiplicamos la potencia aparente (kVA) por el factor de potencia ( $\cos \phi$ ), obtendremos la potencia activa (kW) disponible para trabajo útil.

La potencia útil que se puede disponer en una instalación aumenta conforme se mejora el  $\cos \phi$  (más próximo a 1).

Para compensar la potencia reactiva y por lo tanto mejorar el factor de potencia se utilizan condensadores estáticos conectados en paralelo con la red, que proporcionan la potencia reactiva necesaria para establecer los campos magnéticos de los receptores, quedando descargada la línea de corrientes reactivas y circulando únicamente corrientes activas.

Las corrientes reactivas circulan por las instalaciones del usuario, y por las líneas de transporte de la compañía suministradora proporcionando:

- Menor rendimiento de la instalación.
- Menor capacidad de transporte de las líneas y aparamenta.
- Menor duración y vida de la aparamenta.
- Menor seguridad.
- Menor provecho de transformadores, cables, interruptores, etc.
- Mayor sección de los conductores.
- Mayores pérdidas de calor.
- Mayores caídas de tensión.
- Mayores gastos de mantenimiento.
- Mayores gastos de inversión por sobredimensionado de transformadores, cables automáticos, etc.
- Mayores recargos por parte de las compañías eléctricas hasta un recargo máximo de un 47% por encima de los términos de potencia y energía.

#### *Elección de las baterías de condensadores*

Se puede decir que tenemos dos tipos de receptores, los resistivos y los inductivos. Por sus características, los resistivos únicamente absorben energía activa, ya que no necesitan campos magnéticos para su funcionamiento, y por lo tanto no necesitarán condensadores para mejorar el factor de potencia, que será de 1.

Otros necesitan de campos magnéticos como por ejemplo los motores del ascensor.

Por lo tanto, tendremos que suministrar esa energía reactiva mediante condensadores para evitar que la red nos la suministre, con todos los problemas que ello supone.

La compensación la se llevará acabo mediante una compensación global instalando dos baterías de condensadores, una para cada embarrado de BT, situados en el cuadro general de protección.

Las ventajas de este sistema son que suprime las penalizaciones por un consumo excesivo de energía reactiva, ajusta la potencia aparente a la necesidad real de la instalación y descarga el centro de transformación.

La compensación de energía reactiva será variable, es decir, suministramos la potencia reactiva según las necesidades de la instalación, ya que la demanda de reactiva en nuestra instalación es variable.

Para realizar esta compensación se utilizarán las baterías automáticas de condensadores. El funcionamiento de estas baterías se realiza mediante un regulador que detecta las variaciones en la demanda de reactiva, y en función de estas fluctuaciones actúa sobre los tiristores permitiendo la entrada o salida de los condensadores necesarios, y de este modo evitando una sobre compensación o una infra compensación.

En el momento de la conexión de los condensadores se pueden producir corrientes transitorias de elevada intensidad ( $>180 \text{ In}$ ) y de frecuencias elevadas. Por eso utilizamos tiristores ya que su vida es más elevada.

Las baterías de condensadores a instalar, será detallada en la memoria de cálculos.